



UNIVERSIDAD NACIONAL DE INGENIERÍA
FACULTAD DE TECNOLOGIA DE LA INDUSTRIA
INGENIERIA MECANICA

**Análisis del estudio de factibilidad de la pequeña central
hidroeléctrica La Verbena San Ramón, Matagalpa.**

Trabajo Monográfico Elaborado por:

Br. Rodríguez López, Cristhian Mauricio.

Br. Nurinda Brenes, Fernando José.

Br. Umaña Santos, Marvin Odell.

Como requisito para optar al título de:

Ingeniero Mecánico

Tutor:

Blandino Rayo, Juan Oswaldo.

Managua, Nicaragua – 2013

INDICE

INTRODUCCIÓN.....	
ANTECEDENTES	3
JUSTIFICACIONES.....	5
OBJETIVOS	5
Objetivo general	5
Objetivos específicos.....	6
1 MARCO TEÓRICO	6
1.1 Microhidrogeneración	7
1.2 Turbinas hidráulicas	8
1.3 Clasificación de las turbomaquinas hidráulicas	8
1.4 Ruedas hidráulicas	9
1.5 Turbina hidráulica	10
1.6 Descripción sumaria de algunos tipos de turbinas hidráulicas	13
1.6.1 Turbinas de reacción.....	13
1.6.2 Turbinas de acción	14
1.7 Estudio general de las turbinas hidráulicas	15
1.8 Tipos de Minicentrales Hidroeléctricas	16
1.8.1 Centrales de agua Fluyente	17
1.8.2 Centrales a Pie de Presa	17
1.9 Elementos de un minicentral hidroeléctrica	18
1.9.1 Obras civiles.....	18
1.9.1.1 Azudes y Presas	19
1.9.1.2 Obra de tomas	19
1.9.1.3 Canal de derivación	19
1.9.1.4 Cámara de carga	19
1.9.1.5 Tubería forzada.....	20
1.9.1.6 Edificio	20
1.9.1.7 Canal de salida	20

1.9.2 Equipamiento Electromecánico	20
1.9.2.1 Órgano de cierre de la turbina	20
1.9.2.2 Turbinas	20
1.9.2.3 Generadores	21
1.9.2.4 Elementos de regulación	21
1.9.2.5 Transformadores	21
1.9.2.6 Celdas y cuadros eléctricos	21
1.9.2.7 Línea eléctrica de interconexión	22
1.9.3 Equipos auxiliares	22
1.10 Turbinas	22
1.10.1 Tipos de turbinas	23
1.10.1.1 Turbinas Pelton	23
1.10.1.2. Turbinas Francis	24
1.10.1.3. Turbinas Kaplan	26
1.10.2. Selección Del Tipo de Turbina	27
1.11 Parámetros fundamentales para el diseño de una minicentral hidroeléctrica	28
1.11.1. Salto	28
1.11.2 Caudal disponible	29
1.12 Aspectos económicos	30
1.12.1 Inversiones	30
1.12.2 Costes de Explotación	31
1.12.3 Método del valor actual neto (VAN)	31
1.12.4 Ratio costo-beneficio	31
1.12.5 Tasa interna de rentabilidad (TIR)	31
2 TRANSFORMACIÓN DE LA MATRIZ ENERGÉTICA Y POTENCIAL ENERGÉTICA (FUENTES RENOVABLES) DE NICARAGUA	32
2.1 Transformación de la matriz energética	32
2.1.1 Capacidad de generación eléctrica	33
2.1.2 Reducción de la intensidad energética	34
2.1.3 Climascopio	35
2.2 Potencial energético	37
2.2.1 Recursos eólicos	37
2.2.2 Hidroeléctrica	39
2.2.3 PCH La verbena (San ramón Matagalpa)	41
2.2.4 Geotérmica	42
2.2.5 Solar	44
2.2.6 Biomasa	46
3 FACTIBILIDAD TECNICA SELECCIÓN Y PARÁMETROS FUNDAMENTALES DE UNA TURBINA	47
3.1 Consideraciones Iniciales	47
3.1.1 Caudal Disponible	47

3.1.2 Cálculo de la altura neta (o Salto neto)	49
3.2 Determinación del diámetro y tipo de tubería a utilizar	50
3.3 Potencia Neta	53
3.3.1 Rendimiento Total (η)	54
3.3.2 Potencia Útil	54
3.4 Selección del Tipo de Turbina a utilizar	55
3.4.1 Disposición Horizontal	56
3.5 Velocidad Específica de Prueba (ns).....	56
3.5.1 Velocidad de Giro (n)	56
3.5.1.1 Número de Polos	57
3.5.1.2 Velocidad Específica $ns0$	58
3.6 Triángulos de Velocidades	58
3.6.1 Velocidad del Chorro a la Salida de la Tobera	58
3.6.2 Velocidad tangencial (u).....	59
3.6.3 Velocidad absoluta a la salida de la cuchara	60
3.6.4 Angulo ($\alpha1$) a la salida de la cuchara.....	61
3.7 Proyecto del Inyector	61
3.7.1 Geometría del inyector	61
3.7.1.1 Diámetro del Inyector (d_o).....	62
3.7.1.2 Diámetro de salida de la tobera (d)	63
3.7.1.3 Rendimiento del Inyector	64
3.8 Proyecto del rodete	65
3.8.1 Geometrías de las cucharas Pelton	65
3.8.1.1 Forma de los Alabes	65
3.8.1.2 Geometría del rodete (rueda D_p)	67
3.8.1.3 No de Cucharas (z)	68
3.8.1.4 Calculo del ángulo $\beta4$	70
3.8.1.5 Paso angular θ	70
3.8.1.6 Orientación de las cucharas en el rodete	71
3.9 Fuerza que actúa sobre los alabes.....	74
3.9.1 Potencia Efectiva.....	75
3.9.2 Rendimiento Hidráulico	75
4 VIABILIDAD ECONÓMICA.....	76
4.1 Inversión	76
4.2 Pre-inversión	76
4. 3 Indicadores	77
4.4 Depreciación y valor residual.....	78

4.5 Gastos Financieros.....	79
4.6 Calculo de la TMAR mixta	81
4.7 Gastos de operación y mantenimiento	82
4.8 Análisis financiero.....	83
4.9 Plazo de recuperación	86
5 ESTIMACIÓN DEL AHORRO DE COMBUSTIBLES Y REDUCCIÓN DE EMISIONES DE GAS (CO ₂)	87
5.1 Estimación del ahorro de combustible en las haciendas cafetaleras.....	87
5.2 Reducción de emisiones de gases	89
RECOMENDACIONES	89
CONCLUSIONES.....	89
BIBLIOGRAFÍA.....	91

Introducción

Apenas el 55% de la población tiene acceso a la energía eléctrica en Nicaragua. En las zonas rurales la proporción es incluso inferior al 25%. Con la construcción de pequeñas centrales hidroeléctricas, según COSUDE (Agencia Suiza para el Desarrollo y la Cooperación).

En comparación con los demás países de América Central, Nicaragua dispone de un mal suministro de corriente eléctrica. Esto no tendría que ser así: energía hidráulica, biomasa, energía eólica y geotermia albergan enormes posibilidades. El potencial estimado para la producción de energías renovables se eleva a 3'000 megavatios; actualmente sólo se utilizan apenas 250 megavatios. Nicaragua se abastece casi en un 70% con energía procedente de materiales combustibles fósiles. Sin embargo, la importación de petróleo, dada la inestable evolución de los precios y los efectos perniciosos sobre el medio ambiente, no resulta ni económicamente rentable ni sostenible.

El gobierno de Nicaragua formuló en 2003 un Plan nacional para la electrificación con el fin de abastecer mucho mejor a las zonas rurales con corriente eléctrica procedente sobre todo de fuentes renovables: el 55% de la población rural debería tener acceso a la energía eléctrica antes de 2015 en lugar del 25% como es el caso hasta ahora. El Ministerio de la Energía cuenta además con que la demanda se duplique en los próximos 10 años. El Plan nacional de la energía pretende también satisfacer este incremento.

En el análisis del estudio de factibilidad de la pequeña central hidroeléctrica LA VERBENA ubicada en el municipio de San Ramón, Matagalpa se pretende realizar todo el proyecto (selección , mantenimiento) en base al estudio mismo con lo que se obtendrían 300 kW de potencia producida por dicha pequeña central hidroeléctrica.

Para el análisis correcto y construcción de la pequeña central hidroeléctrica se tomaran todos los aspectos ya señalados en el estudio tales como: geográficos socioeconómicos e hidroeléctrico.

Con ello se pretende abastecer de energía renovable a las comunidades de la zona eliminando el uso parcial o total de plantas a base de combustible fósil y evitando así la emisión de gases de efectos invernaderos.

Antecedentes

Nicaragua es el país de América Central que posee la generación de electricidad más baja, así como el porcentaje más bajo de población con acceso a la electricidad. El proceso de desagregación y privatización de la década de los 90 no alcanzó los objetivos esperados, lo que resultó en muy poca capacidad de generación agregada al sistema. Esto, junto a su gran dependencia del petróleo para la generación de electricidad (la más alta de la región), provocó una crisis energética en 2006 de la cual el país todavía no se ha recuperado por completo.

Nicaragua depende en gran medida del petróleo para la generación de electricidad: dependencia del 75% comparado con el promedio de 43% de los países de América Central. En 2006, el país tenía una capacidad instalada nominal de 751,2 MW de la cual el 74,5% correspondía a generación térmica, el 14% a generación hidroeléctrica y el 11,5% a generación geotérmica. El 70% de la capacidad total se encontraba en manos privadas.

La generación de electricidad bruta era de 3.140 GWh, de los cuales el 69% provenía de fuentes térmicas tradicionales, el 10% de plantas térmicas de bagazo, el 10% de energía hidroeléctrica y el 10% de energía geotérmica. El 1% restante corresponde a la electricidad generada en los sistemas “aislados”. El desglose detallado de la generación de las diferentes fuentes es el siguiente.

Tabla 1 Desglose de la Generación de energías

Fuente	Generación (GWh)	Generación (%)
Hidroeléctrica (pública)	307	9,8%
Térmica (pública): fuel oil	199	6,3%
Térmica (privada): fuel oil	1.883	60%
Térmica (privada): bagazo	323	10,3%
Turbinas de gas (pública) – diesel	71	2,3%
Turbinas de gas (privada) – diesel	0,82	0,02%
Geotérmica	311	9,9%
Sistemas aislados	42	1,3%

En la actualidad, las plantas de energía hidroeléctrica aportan sólo el 10% de la electricidad producida en Nicaragua. La compañía pública Hidrogesa posee y opera dos plantas existentes (Centroamérica y Santa Bárbara).

Como respuesta a la reciente (y todavía sin resolver) crisis energética vinculada con la dependencia excesiva de los productos del petróleo por parte de Nicaragua para la producción de electricidad, hay planes para la construcción de nuevas plantas hidroeléctricas. En el 2006 el Banco Centroamericano de Integración Energético (BCIE) y el gobierno llegaron a un acuerdo por medio del cual el BCIE aportará 120 millones US\$ en los próximos cinco años (2007-2012) para financiar varios proyectos de energía hidroeléctrica:

- La modernización de las plantas Centroamérica y Santa Bárbara, que generan 50 MW cada una.
- 37 millones US\$ para el diseño, construcción y puesta en marcha de la planta de energía hidroeléctrica Larreynaga de 17 MW, que se ubicará a 161 km al norte de Managua, en el departamento de Jinotega.
- 42-45 millones US\$ para el diseño, construcción y puesta en marcha de la planta de energía hidroeléctrica Sirena-Los Calpules, de 21 MW.

En marzo de 2008, el gobierno de Irán aprobó un crédito de 230 millones US\$ para la construcción de una planta de energía hidráulica con el nombre de Bodoke sobre el río Tuma al norte del departamento de Jinotega. De acuerdo con la información periodística, el proyecto será realizado por una compañía estatal iraní con el financiamiento del Banco de Exportación de Irán según un acuerdo con el Ministro de Energía y Minas nicaragüense.

Justificaciones

Se identificó en el municipio de san ramón, departamento de Matagalpa un sitio conocido como La Verbena en el río "Upa" con un potencial para abastecer de hidroelectricidad a las comunidades, finca, hacienda cafetalera cercanas.

Con un nivel de 187 mts con un tramo de 2,100 mts de largo del río "Upa" y un caudal de diseño 235 lts/seg que corresponde al caudal del río excedido durante el 95% del año, se supone que es suficiente para satisfacer a las comunidades del Valle, Buenavista, El Jícaro, La perla, El Diamante, y las haciendas cafetalera Santa Clara, La Escocia, y Buenavista con un total de 338 viviendas. También cubrirá la demanda de potencia y energía de los beneficios del café existente y en construcción de las mediaciones y permitirá la operación de un centro de acopio de leche, que será tecnificada, picadores de pasto y sistema de riego para el cultivo y frutas.

La electrificación de una zona rural del municipio de San Ramón ubicado fuera de la concesión de unión Fenosa para contribuir con un impulso importante la producción agropecuaria y a la economía local y la reducción de emisiones de gases de efecto invernadero los que actualmente son emitidos a la atmosfera por motores y generadores de diésel utilizados en las haciendas de café para iluminación y el beneficio del café.

OBJETIVOS

Objetivo general:

Realizar el estudio de factibilidad de la pequeña central hidroeléctrica en La Verbena San Ramón, Matagalpa.

Objetivos específicos:

1. Seleccionar de la turbina.
2. Conocer y estudiar las características técnicas de la pequeña central hidroeléctrica.
3. Estimar el ahorro de combustible y reducción de emisiones de gas (CO₂).

1 Marco teórico

En este capítulo daremos a conocer los diversos conceptos utilizados en nuestro estudio monográfico

1.1 Microhidrogeneración

El diseño de sistemas de energía hidráulica en pequeña escala. Se clasifican por lo general, en tres rangos de potencias: en gran escala, mini y micro generación.

Los sistemas en gran escala producen energía eléctrica suficiente para abastecer grandes ciudades y a redes extensas.

Un sistema de generación en gran escala produce, por lo general, más de 10 MW de potencia; un megavatio (MW) es un millón de watts y tiene la potencia suficiente como para abastecer a 20,000 focos de 50 W c/u. Por otro lado, un kilowatt (kW) equivale a 1,000 watts y es suficiente para abastecer a de electricidad a 5 hogares con 4 bombillas de 50 watts cada uno.

Los sistemas de minigeneración son una pequeña contribución en el suministro a la red, particularmente en el rango de 300 kW a 10 MW. Algunas veces los valores extremos de este rango suelen recibir el nombre de “generación en pequeña escala”. Los sistemas de microgeneración son aún más pequeños y por lo general no suministran energía eléctrica a las redes nacionales.

Se usan en áreas apartadas a donde no llega la red y, en algunas casos provee de electricidad a pequeñas industrias y comunidades rurales. Su rango en potencia varía desde 200 watts, suficiente para provisión de iluminación doméstica o a un grupo de casas mediante un sistema de carga de baterías, hasta 300 kW; este último puede usarse en pequeños talleres y para el abastecimiento de una “mini-red” local independiente que no sea parte de la red nacional.

En muchos paises hay necesidad creciente de suministro de energía para las áreas rurales, tanto para el abastecimiento de electricidad como para para el apoyo a la industria y las autoridades gubernamentales se enfrentan a los elevadísimos costos de la extensión de las redes de electricidad. Con frecuencia la microhidrogeneración constituye una alternativa económica a la

red, pues con los microhidrosistemas independientes se ahorra el costo de las líneas de transmisión y, por otro lado, los sistemas de extensión de la red están dotados de equipos muy costosos, además de los costos de operación.

Por el contrario, los sistemas de micro hidrogenación pueden ser diseñados y contruidos por personal local y organizaciones más pequeñas cumpliendo con requisitos menos estrictos y usando componentes fabricados en serie y maquinas fabricadas localmente. Este tipo de enfoque es conocido como enfoque localizado.

1.2 Turbinas hidráulicas

Una máquina hidráulica es un dispositivo capaz de convertir energía hidráulica en energía mecánica; pueden ser motrices (turbinas), o generatrices (bombas), modificando la energía total de la vena fluida que las atraviesa. En una máquina hidráulica, el agua intercambia energía con un dispositivo mecánico de revolución que gira alrededor de su eje de simetría; éste mecanismo lleva una o varias ruedas, (rodetes o rotores), provistas de álabes, de forma que entre ellos existen unos espacios libres o canales, por los que circula el agua. Los métodos utilizados para su estudio son, el analítico, el experimental y el análisis dimensional. El método analítico se fundamenta en el estudio del movimiento del fluido a través de los álabes, según los principios de la Mecánica de Fluidos. El método experimental se fundamenta en la formulación empírica de la Hidráulica, y la experimentación.

El análisis dimensional ofrece grupos de relaciones entre las variables que intervienen en el proceso, confirmando los coeficientes de funcionamiento de las turbomáquinas, al igual que los diversos números adimensionales que proporcionan información sobre la influencia de las propiedades del fluido en movimiento a través de los órganos que las componen.

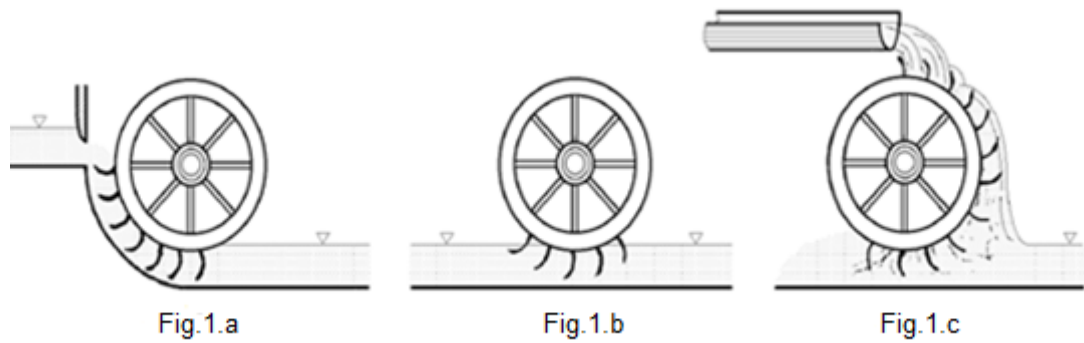
1.3 Clasificación de las turbomáquinas hidráulicas

Una primera clasificación de las turbomáquinas hidráulicas, (de fluido incompresible), se puede hacer con arreglo a la función que desempeñan, en la forma siguiente:

- a) Turbomáquinas motrices**, que recogen la energía cedida por el fluido que las atraviesa, y la transforman en mecánica, pudiendo ser de dos tipos: Dinámicas o cinéticas, Turbinas y ruedas hidráulicas Estáticas o de presión, Celulares (paletas), de engranajes, helicoidales, etc.
- b) Turbomáquinas generatrices**, que aumentan la energía del fluido que las atraviesa bajo forma potencial, (aumento de presión), o cinética; la energía mecánica que consumen es suministrada por un motor, pudiendo ser: Bombas de álabes, entre las que se encuentran las bombas centrífugas y axiales Hélices marinas, cuyo principio es diferente a las anteriores; proporcionan un empuje sobre la carena de un buque.
- c) turbomáquinas reversibles**, tanto generatrices como motrices, que ejecutan una serie de funciones que quedan aseguradas, mediante un rotor específico, siendo las más importantes: Grupos turbina-bomba, utilizados en centrales eléctricas de acumulación por bombeo Grupos Bulbo, utilizados en la explotación de pequeños saltos y centrales maremotrices.
- d) Grupos de transmisión o acoplamiento**, son una combinación de máquinas motrices y generatrices es decir, un acoplamiento (bomba-turbina), alimentadas en circuito cerrado por un fluido, en general aceite; a este grupo pertenecen los cambiadores de par.

1.4 Ruedas hidráulicas

Las ruedas hidráulicas son máquinas capaces de transformar la energía del agua, cinética o potencial, en energía mecánica de rotación. En ellas, la energía potencial del agua se transforma en energía mecánica, como se muestra en la siguiente figura o bien, su energía cinética se transforma en energía mecánica. Como se indica en la fig. 1. a.b.c



Se clasifican en:

- a) Ruedas movidas por el costado
- b) Ruedas movidas por debajo
- c) Ruedas movidas por arriba

Su diámetro decrece con la altura H del salto de agua. Los cangilones crecen con el caudal. Los rendimientos son del orden del 50% debido a la gran cantidad de engranajes intermedios. El número de rpm es de 4 a 8. Las potencias son bajas, y suelen variar entre 5 y 15 kW, siendo pequeñas si se las compara con las potencias de varios cientos de MW conseguidas en las turbinas.

1.5 Componentes de una turbina hidráulica

Una turbomáquina elemental o monocelular tiene, básicamente, una serie de álabes fijos, (distribuidor), y otra de álabes móviles, (rueda, rodete, rotor). La asociación de un órgano fijo y una rueda móvil constituye una célula; una turbomáquina monocelular se compone de tres órganos diferentes que el fluido va atravesando sucesivamente, el distribuidor, el rodete y el difusor.

- a) **El distribuidor y el difusor**, (tubo de aspiración), forman parte del estator de la máquina, es decir, son órganos fijos; así como el rodete está siempre presente, el distribuidor y el difusor pueden ser en determinadas turbinas, inexistentes.
- b) El **distribuidor** es un órgano fijo cuya misión es dirigir el agua, desde la sección de entrada de la máquina hacia la entrada en el rodete, distribuyéndola alrededor del mismo, (turbinas de admisión total), o a una

parte, (turbinas de admisión parcial), es decir, permite regular el agua que entra en la turbina, desde cerrar el paso totalmente, caudal cero, hasta lograr el caudal máximo. Es también un órgano que transforma la energía de presión en energía de velocidad; en las turbinas hélico-centrípetas y en las axiales está precedido de una cámara espiral (voluta) que conduce el agua desde la sección de entrada, asegurando un reparto simétrico de la misma en la superficie de entrada del distribuidor.

c) El **rodete** es el elemento esencial de la turbina, estando provisto de álabes en los que tiene lugar el intercambio de energía entre el agua y la máquina. Atendiendo a que la presión varíe o no en el rodete, las turbinas se clasifican en:

1) Turbinas de acción o impulsión

2) Turbinas de reacción o sobrepresión

d) En las **turbinas de acción** el agua sale del distribuidor a la presión atmosférica, y llega al rodete con la misma presión; en estas turbinas, toda la energía potencial del salto se transmite al rodete en forma de energía cinética.

e) En las **turbinas de reacción** el agua sale del distribuidor con una cierta presión que va disminuyendo a medida que el agua atraviesa los álabes del rodete, de forma que, a la salida, la presión puede ser nula o incluso negativa; en estas turbinas el agua circula a presión en el distribuidor y en el rodete y, por lo tanto, la energía potencial del salto se transforma, una parte, en energía cinética, y la otra, en energía de presión.

f) El **difusor o tubo de aspiración** es un conducto por el que desagua el agua, generalmente con ensanchamiento progresivo, recto o acodado, que sale del rodete y la conduce hasta el canal de fuga, permitiendo recuperar parte de la energía cinética a la salida del rodete para lo cual debe ensancharse; si por razones de explotación el rodete está instalado a una cierta altura por encima del canal de fuga, un simple difusor

cilíndrico permite su recuperación, que de otra forma se perdería. Si la turbina no posee tubo de aspiración, se la llama de escape libre.

En las turbinas de acción, el empuje y la acción del agua, coinciden, mientras que en las turbinas de reacción, el empuje y la acción del agua son opuestos. Este empuje es consecuencia de la diferencia de velocidades entre la entrada y la salida del agua en el rodete, según la proyección de la misma sobre la perpendicular al eje de giro.

Atendiendo a la dirección de entrada del agua en las turbinas, éstas pueden clasificarse en: **a) Axiales; b) Radiales (centrípetas y centrifugas); c) Mixtas; d) Tangenciales**

Fig. 2. a.b.- Acción y Reacción



Fig.2.a



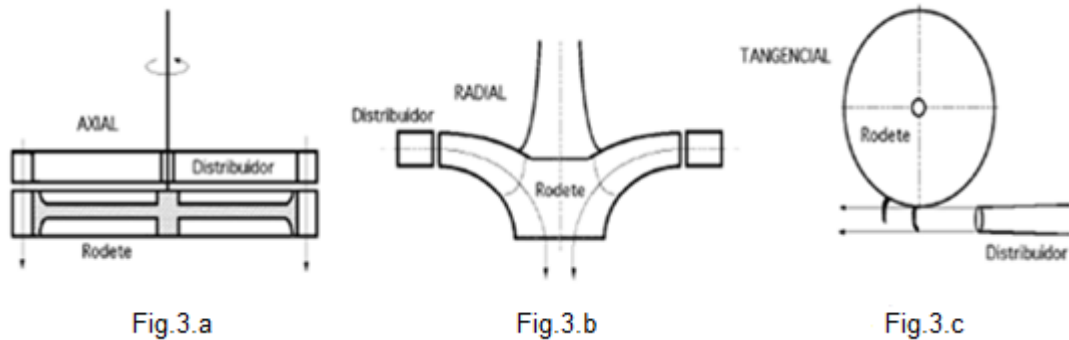
Fig.2.b

Las axiales, (Kaplan, hélice, Bulbo), el agua entra paralelamente al eje. Las radiales el agua entra perpendicularmente al eje, siendo centrífugas cuando el agua vaya de dentro hacia afuera, y centrípetas, cuando el agua vaya de afuera hacia adentro, (Francis).

En las mixtas se tiene una combinación de las anteriores. En las tangenciales, el agua entra lateral o tangencialmente (Pelton) contra las palas, cangilones o cucharas de la rueda.

Atendiendo a la disposición del eje de giro, se pueden clasificar en: Turbinas de eje horizontal, Turbias de eje vertical.

Fig. 3. a.b.c.-Turbina axial, radial, Tangencial

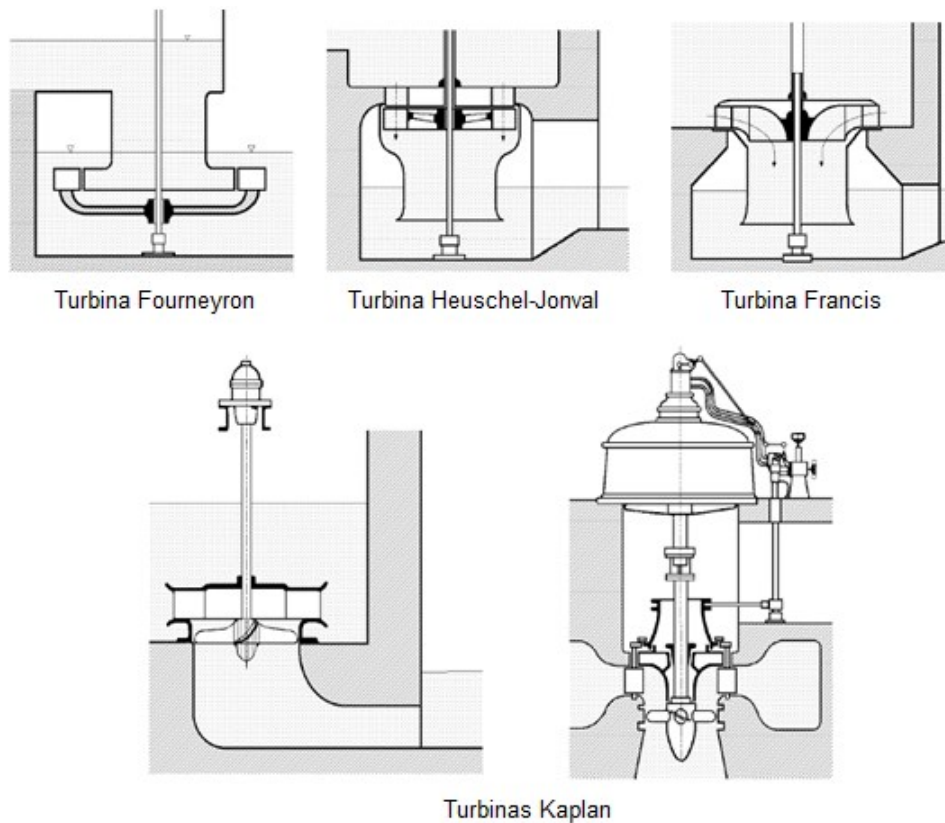


1.6 Descripción sumaria de algunos tipos de turbinas hidráulicas

1.6.1 Turbinas de reacción

- Turbina Fourneyron (1833), en la que el rodete se mueve dentro del agua. Es una turbina radial centrífuga, lo que supone un gran diámetro de rodete; en la actualidad no se construye.
- Turbina Heuschel-Jonval, axial, y con tubo de aspiración; el rodete es prácticamente inaccesible; en la actualidad no se construye.
- Francis (1849) es radial centrípeta, con tubo de aspiración; el rodete es de fácil acceso, por lo que es muy práctica. Es fácilmente regulable y funciona a un elevado número de revoluciones; es el tipo más empleado, y se utiliza en saltos variables, desde 0,5 m hasta 180 m; pueden ser, lentas, normales, rápidas y extra rápidas.
- Turbinas Kaplan (1912), las palas del rodete tienen forma de hélice; se emplea en saltos de pequeña altura, obteniéndose con ella elevados rendimientos, siendo las palas orientables lo que implica paso variable. Si las palas son fijas, se denominan turbinas hélice.

Fig. 4 Turbinas de reacción

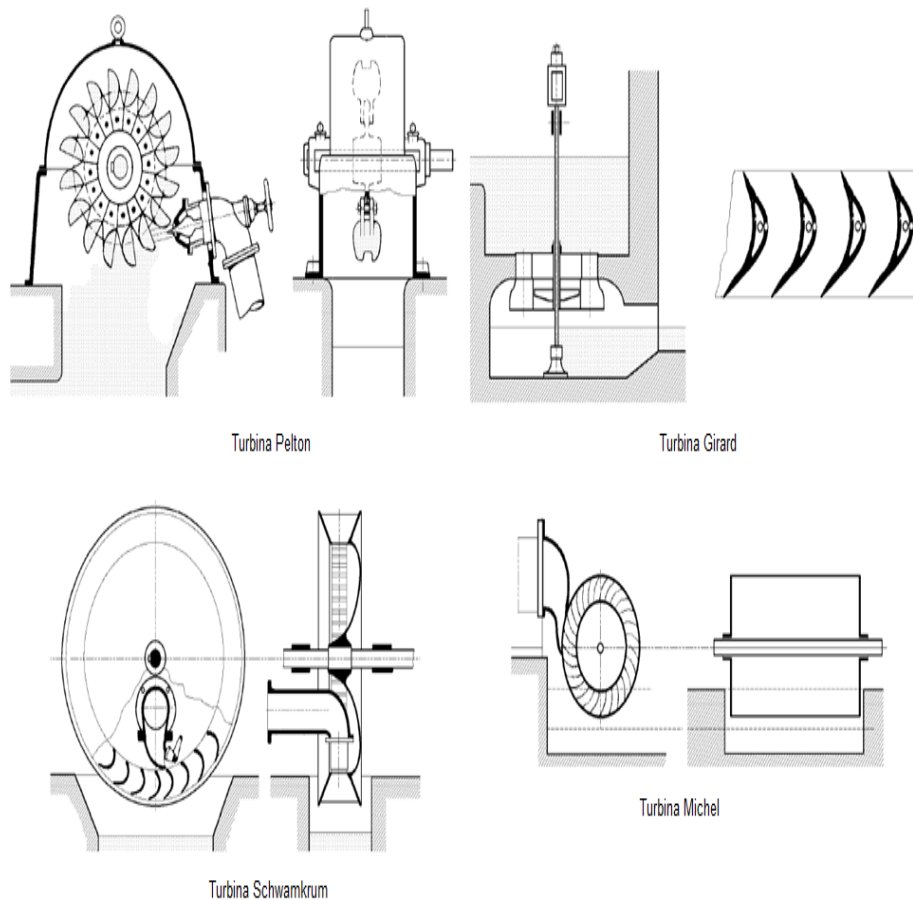


1.6.2 Turbinas de acción

Estas turbinas se empezaron a utilizar antes que las de reacción; entre ellas se tienen:

- Turbina Zuppinger (1846), con rueda tangencial de cucharas
- Turbina Pelton, es tangencial, y la más utilizada para grandes saltos.
- Turbina Schwamkrug, (1850), radial y centrífuga
- Turbina Girard, (1863), axial, con el rodete fuera del agua; mientras el cauce no subía de nivel, trabajaba como una de acción normal, mientras que si el nivel subía y el rodete quedaba sumergido, trabajaba como una de reacción, aunque no en las mejores condiciones; en la actualidad no se utiliza.
- Turbina Michel, o Banki, el agua pasa dos veces por los álabes del rodete, construido en forma de tambor; se utiliza para pequeños y grandes saltos.

Fig. 5 Turbinas de acción



1.7 Estudio general de las turbinas hidráulicas

Movimiento del agua: Para estudiar el movimiento del agua en las turbinas hidráulicas, se utiliza una nomenclatura universal que define los triángulos de velocidades, a la entrada y salida del rodete, de la forma siguiente:

- U : es la velocidad tangencial o periférica de la rueda
- c : es la velocidad absoluta del agua
- w : es la velocidad relativa del agua
- α : es el ángulo que forman las velocidades $r u$ y $r c$
- β : es el ángulo que forman las velocidades $r u$ y $r w$

El subíndice 0 es el referente a la entrada del agua en la corona directriz o distribuidor, el subíndice 2 es el referente a la entrada del agua en el rodete, el subíndice 1 es el referente a la salida del agua del rodete.

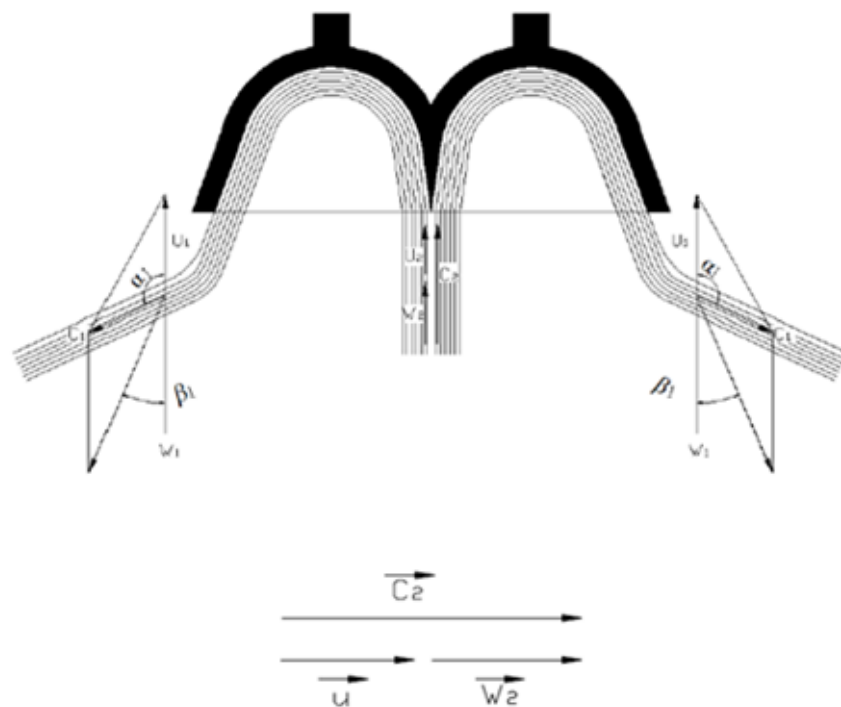
El agua entra en el distribuidor con velocidad c_0 y sale del mismo con velocidad c_2 , encontrándose con el rodete que, si se considera en servicio normal de funcionamiento, se mueve ante ella con una velocidad tangencial u_2 .

El agua que sale del distribuidor penetra en el rodete con velocidad absoluta c_2 y ángulo α_2 .

La velocidad relativa forma un ángulo β_2 (ángulo del álabe a la entrada), con la velocidad periférica u_2 ; la velocidad relativa a lo largo del álabe es, en todo momento, tangente al mismo.

A la salida, el agua lo hace con una velocidad absoluta c_1 siendo w_1 y u_1 las velocidades relativa y tangencial, respectivamente.

Fig. 6 Diagrama de velocidades en la cuchara



1.8 Tipos de Minicentrales Hidroeléctricas

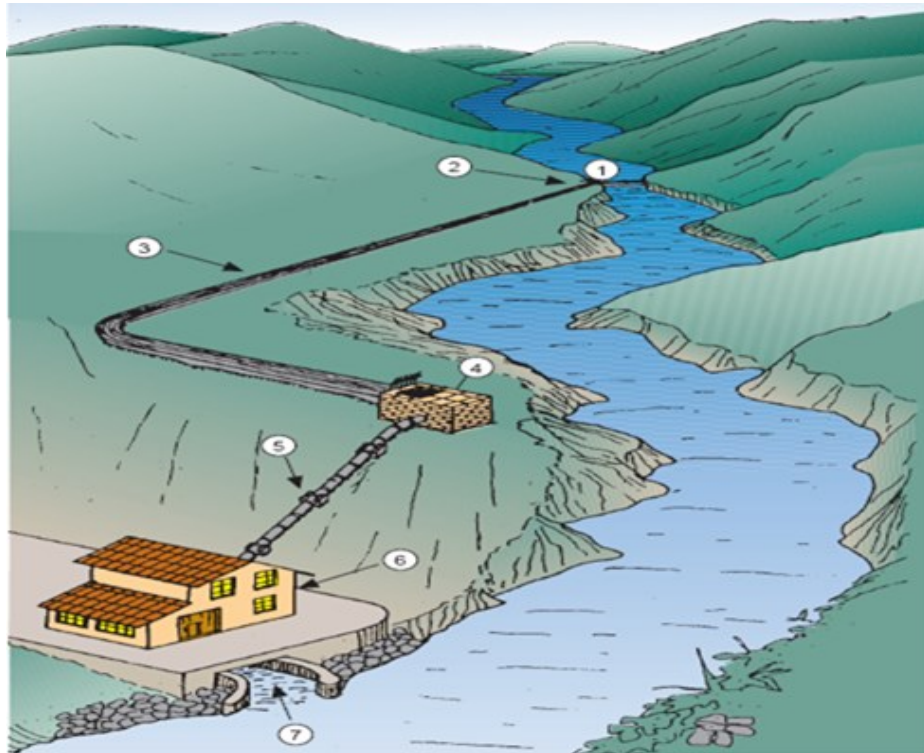
Existen dos tipos básicos de minicentrales hidroeléctricas:

- Centrales de agua fluyente
- Centrales a pie de presa

1.8.1 Centrales de agua Fluyente

En estas centrales, el agua a turbinar se capta del cauce del río por medio de una obra de toma, y una vez turbinada, se devuelve al río en un punto distinto al de captación.

Fig. 7 Central de agua fluyente, esquema



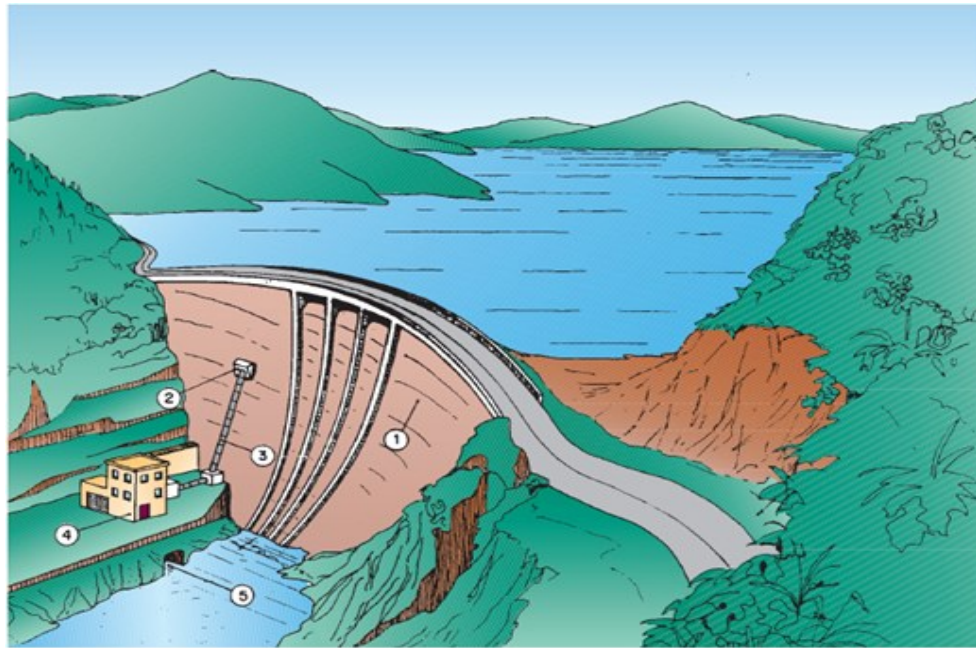
Los elementos principales de estas instalaciones que pueden observarse en la figura anterior son:

- Azud
- Toma de agua
- Canal de derivación
- Cámara de carga
- Tubería forzada
- Edificio con su equipamiento electromecánico
- Canal de salida

1.8.2 Centrales a Pie de Presa

Son centrales con regulación. El agua a turbinar se almacena mediante una presa.

Fig. 8 Central a pie de presa



1.9 Elementos de un minicentral hidroeléctrica

Una minicentral está constituida por diversos componentes y equipos que pueden clasificarse en tres grandes grupos:

- Obra civil
- Equipamiento electromecánico
- Equipos auxiliares

1.9.1 Obras civiles

La obra civil engloba aquellas obras e instalaciones necesarias para derivar, conducir y restituir el agua turbinada, así como para albergar y proteger los equipos electromecánicos. Son obra civil los siguientes elementos:

- Azudes y presas
- Obra de toma
- Canal de derivación
- Cámara de carga
- Tubería forzada
- Edificio
- Canal de salida

1.9.1.1 Azudes y Presas

Son las obras que se construyen en el curso del agua, transversalmente al mismo, para la retención y desviación hacia la toma del caudal que se deriva hacia la minicentral.

En los azudes se produce una retención del agua sin que haya una variación importante del nivel de agua.

En las presas, el muro se construye para elevar la superficie libre del curso de agua creando un embalse.

1.9.1.2 Obra de tomas

Las obras de toma derivan el agua hacia las conducciones que la transportarán a la minicentral.

Generalmente, en la toma se instala una reja, para impedir el paso de peces y material sólido.

1.9.1.3 Canal de derivación

Es la conducción que transporta el agua que se deriva hacia la minicentral desde la toma hasta la cámara de carga.

A lo largo del canal, dependiendo de su longitud, puede haber varias compuertas para limpieza y vaciado del canal en caso necesario.

Al final del canal, antes de la cámara de carga, suelen instalarse una reja de finos con su correspondiente máquina limpiarrejas, así como una compuerta de seguridad.

1.9.1.4 Cámara de carga

Consiste en un depósito situado al final del canal de derivación del que parte la tubería forzada.

Esta cámara es necesaria para evitar la entrada de aire en la tubería forzada, que provocaría sobrepresiones.

1.9.1.5 Tubería forzada

La tubería forzada conduce el agua desde la cámara de carga hasta la turbina. Generalmente la tubería es de acero.

Al inicio de la tubería se instala un órgano de cierre que permite evitar el paso de agua y vaciar la tubería poco a poco.

1.9.1.6 Edificio

En el edificio se albergan los equipos electromecánicos de la minicentral.

1.9.1.7 Canal de salida

Es la conducción a través de la que se restituye el agua al cauce.

1.9.2 Equipamiento Electromecánico

Se consideran equipos fundamentales los siguientes:

- Órgano de cierre de la turbina
- Turbina/s
- Generador/es
- Elementos de regulación
- Transformador/es
- Celdas y cuadros eléctricos
- Línea eléctrica de interconexión

1.9.2.1 Órgano de cierre de la turbina

Son válvulas o compuertas que aíslan la turbina en caso de parada y permiten el vaciado de la tubería y las labores de reparación y mantenimiento.

1.9.2.2 Turbinas

Son máquinas capaces de transformar la energía hidráulica en energía mecánica en su eje de salida. Su acoplamiento mediante un eje a un generador permite, finalmente, la generación de energía eléctrica.

1.9.2.3 Generadores

Estas máquinas transforman la energía mecánica de rotación que suministra/n la/s turbina/s en energía eléctrica en sus bornes o terminales. Pueden ser de dos tipos: síncronos y asíncronos.

Los generadores síncronos suelen emplearse en centrales con potencia superior a 2.000 kVA conectadas a la red, o en centrales de pequeña potencia que funcionan en isla (sin estar conectadas a la red).

El generador asíncrono, por el contrario, debe estar siempre conectado a la red eléctrica, de la que toma la energía necesaria para producir su magnetización. Es usual emplearlos en centrales de menos de 500 kVA, siempre acopladas a la red.

Para centrales con potencia aparente entre 500 y 2.000 kVA la elección de un generador síncrono o asíncrono, depende de la valoración económica, del sistema de funcionamiento y de los condicionantes técnicos exigidos por la compañía eléctrica.

1.9.2.4 Elementos de regulación

Son aquellos que regulan los componentes móviles de las turbinas y pueden ser de dos tipos: hidráulicos y electrónicos. Su misión es conseguir adecuar la turbina a las circunstancias existentes en cada momento (caudal turbinable, demanda eléctrica....) para que pueda trabajar con el mejor rendimiento energético posible en cada circunstancia.

1.9.2.5 Transformadores

Son máquinas destinadas a convertir una tensión de entrada en otra distinta a la salida. El objeto del transformador es elevar la tensión de generación eléctrica para reducir en lo posible las pérdidas de transporte en la línea.

1.9.2.6 Celdas y cuadros eléctricos

Suelen instalarse generalmente en el interior de la minicentral y están constituidos por diversos componentes eléctricos de regulación, control, protección y medida.

1.9.2.7 Línea eléctrica de interconexión

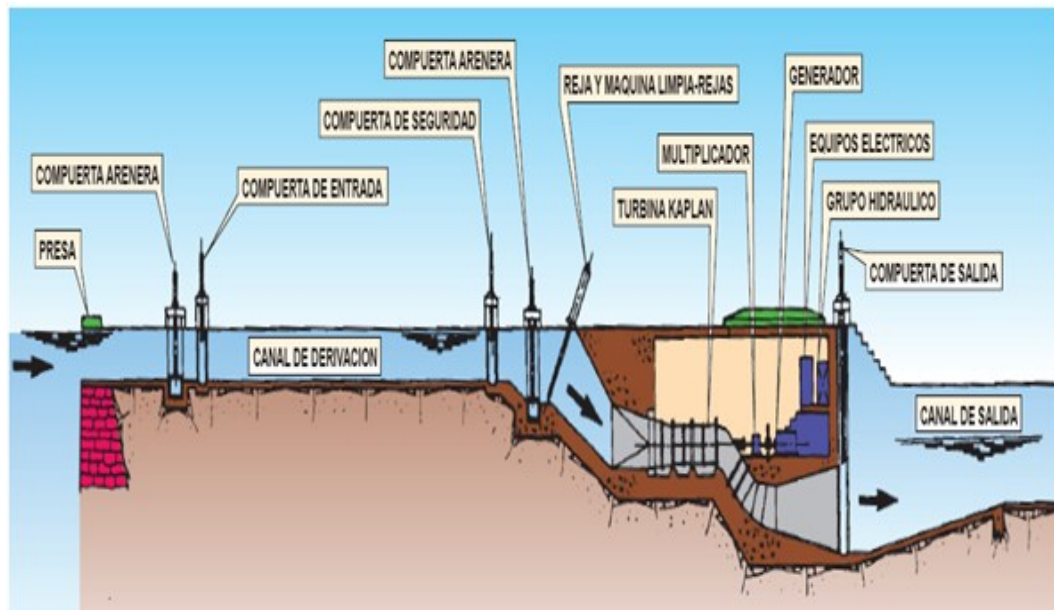
La línea eléctrica transporta la energía eléctrica desde la minicentral hasta el punto de conexión con la compañía eléctrica o hasta el centro de autoconsumo.

1.9.3 Equipos auxiliares

Estos equipos son también necesarios para el correcto funcionamiento de una minicentral. Entre los más comunes están:

- Compuertas
- Reja y máquina limpiarrejas
- Grúa para movimiento de máquinas
- Sistema contra-incendios
- Alumbrado
- Caudalímetro

Fig. 9 equipos auxiliares de una minicentral



1.10 Turbinas

Como se decía anteriormente, las turbinas son máquinas que transforman la energía hidráulica en energía mecánica de rotación en su eje.

En cuanto a su funcionamiento se pueden clasificar en:

- Turbinas de acción
- Turbinas de reacción

Las turbinas de acción utilizan únicamente la velocidad del flujo de agua para girar, mientras que las turbinas de reacción emplean tanto la presión como la velocidad del agua.

1.10.1 Tipos de turbinas

1.10.1.1 Turbinas Pelton

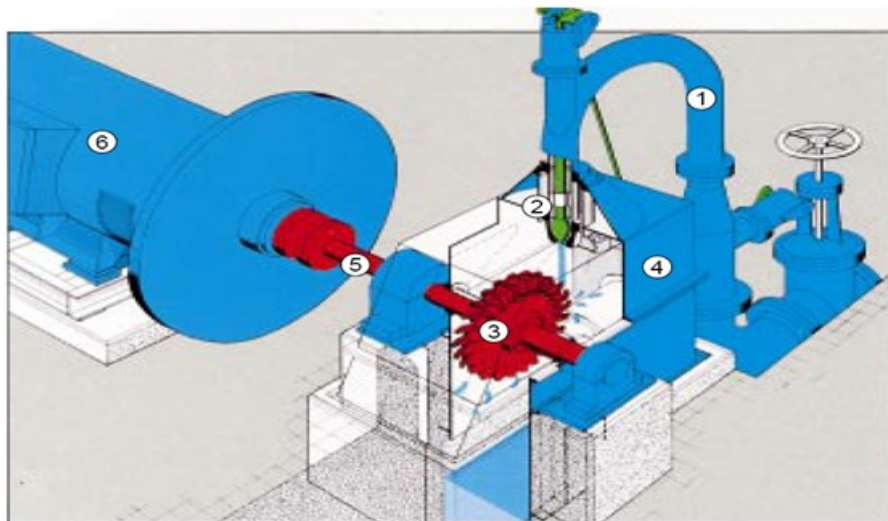
Las turbinas Pelton son las turbinas de acción más utilizadas y están recomendadas en aquellos aprovechamientos caracterizados por grandes saltos y caudales relativamente bajos.

Este tipo de turbina permite una gran flexibilidad de funcionamiento, al ser capaz de turbinar hasta el 10% de su caudal nominal con rendimientos óptimos.

Las posibilidades de montaje son múltiples, siendo posible su instalación con eje horizontal o vertical, con uno o varios inyectoros y con uno o dos rodetes.

En general, en las minicentrales se implantan turbinas Pelton con uno o dos inyectoros que actúan sobre un único rodete.

Fig.10 Principales componentes de una Turbina pelotón



1. Tubería de distribución

- 2. Inyector
- 3. Rodete
- 4. Carcasa
- 5. Eje de turbina
- 6. Generador

En este tipo de turbinas la admisión del agua se realiza a gran velocidad tangencialmente al rodete (3) a través de la tubería de distribución (1) y el inyector (2), que puede considerarse como el distribuidor de la turbina Pelton.

El inyector (2) está equipado de una válvula de aguja y un deflector o pantalla deflectora. La válvula de aguja, con un desplazamiento longitudinal controlado bajo presión de aceite por un grupo oleohidráulico, permite la regulación del caudal de agua a turbinar así como el cierre estanco del inyector (2).

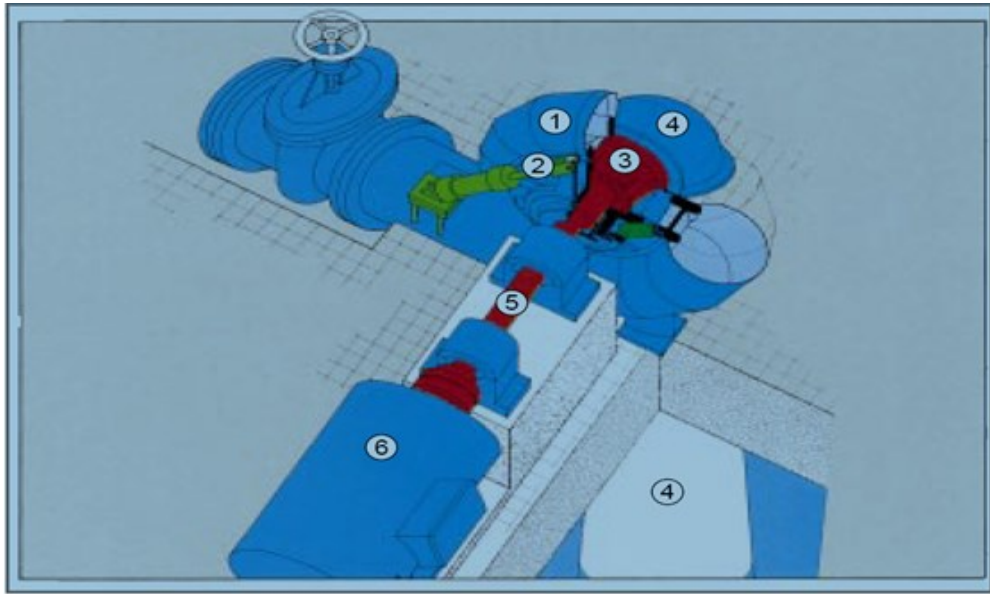
El deflector, por su parte, impide el golpe de ariete y el embalamiento de la turbina durante las fases de parada programada o de emergencia de la turbina.

El rodete (3) es una pieza maciza circular, fabricada generalmente en fundición de acero dotada en su periferia de un conjunto de cucharas con doble cuenco, denominadas álabes, sobre los que incide el chorro del agua.

1.10.1.2. Turbinas Francis

Las turbinas Francis son turbinas de reacción caracterizadas por incidir el agua sobre el rodete, al que atraviesa, en dirección radial siendo descargada en paralelo al eje de rotación, en dirección axial, mediante su orientación en un ángulo de 90°.

Fig. 11 Turbina Francis con cámara cerrada en forma de espiral



1. Cámara espiral
2. Alabe móvil
3. Rodete
4. Codo y tubo de descarga
5. Eje de turbina
6. Generador

La admisión del agua es regulada por el distribuidor que, conjuntamente con la cámara espiral (1), tiene la misión de dar al agua la velocidad y orientación más adecuadas para entrar en el rodete (3).

El distribuidor puede ser de álabes orientables o fijos. El más utilizado es el de álabes orientables.

El rodete (3) es una pieza troncocónica formada por un conjunto de paletas fijas, denominadas álabes, cuya disposición da lugar a la formación de unos canales hidráulicos por los que se descarga el agua turbinada

Las turbinas Francis pueden ser instaladas en una amplia gama de aprovechamientos, abarcando caudales desde 150 l/s hasta 40.000 l/s en saltos entre 2 y 250 m.

Su rango de funcionamiento es aceptable, pudiendo turbinar a partir del 40% del caudal nominal de la turbina.

En minicentrales que se instalan turbinas Francis, éstas son generalmente de eje horizontal con un único rodete

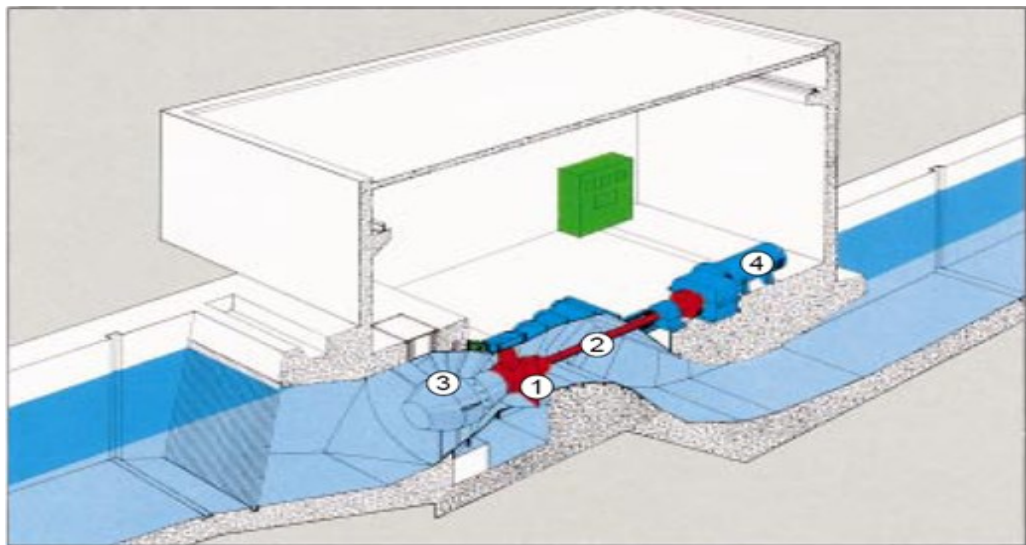
1.10.1.3. Turbinas Kaplan

Las turbinas Kaplan se adaptan óptimamente a los aprovechamientos caracterizados por pequeños saltos, en general inferiores a 30 m, y caudales altos.

La gama de funcionamiento es muy amplia siendo capaz de turbinar hasta el 25% del caudal nominal de la turbina.

No admite muchas posibilidades de instalación reduciéndose, en la práctica, a turbinas con eje vertical u horizontal.

Fig. 12 Turbina Kaplan de eje Horizontal



1. Distribuidor y palas
2. Eje de turbina
3. Rodete
4. Generador

La admisión del agua es regulada por un distribuidor (1) con funcionamiento idéntico al instalado en las turbinas Francis.

El rodete (3) tiene forma de hélice siendo orientables los álabes mediante un servomotor gobernado por un grupo oleohidráulico.

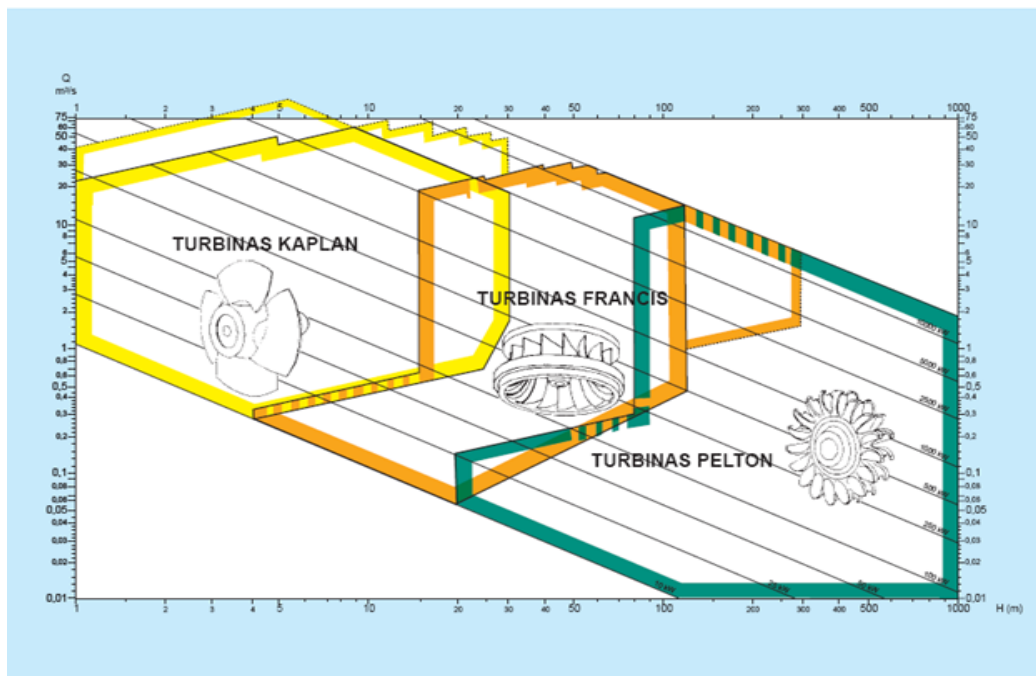
La descarga del agua turbinada se realiza por el tubo de aspiración acodado construido, en general, en hormigón y con frecuencia blindado con chapa de acero.

1.10.2. Selección Del Tipo de Turbina

Para preseleccionar el tipo de turbina a instalar en una minicentral, se utilizan unos ábacos que suelen facilitar los fabricantes de turbinas. Con ellos, se determina el tipo de turbina a partir de los parámetros de salto y caudal.

Tal y como puede verse en la Fig. 13, entrando en abscisas con el salto en m y en ordenadas en el caudal de agua en m³/s, se obtendría el tipo de turbina más adecuado para la instalación.

Fig. 13 Abaco para selección de turbinas



1.11 Parámetros fundamentales para el diseño de una minicentral hidroeléctrica

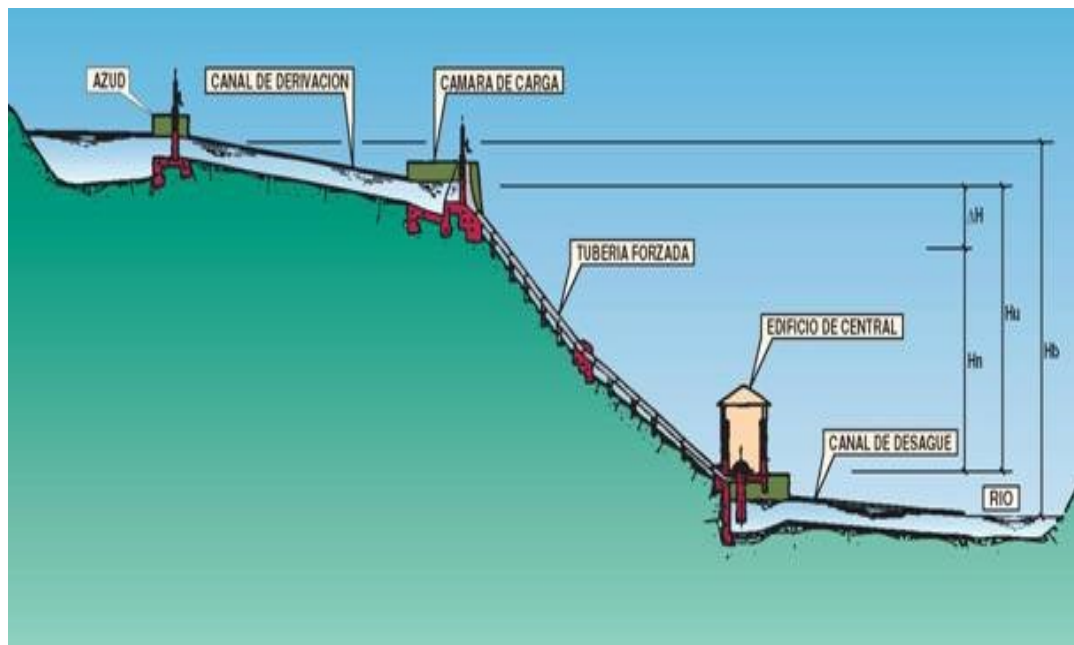
La potencia eléctrica de una minicentral hidroeléctrica es directamente proporcional a dos magnitudes: el salto y el caudal de agua turbinado.

1.11.1. Salto

El salto es la diferencia de nivel entre la lámina de agua en la toma y el punto del río en el que se restituye el agua turbinada.

En realidad, esta definición corresponde a lo que se denomina salto bruto (H_b). Además del salto bruto, se manejan otros dos conceptos de salto, el salto útil (H_u) y el salto neto (H_n). (Fig.14) ilustra estos conceptos:

Fig. 14 Saltos



Salto bruto (H_b): Diferencia de altura entre la lámina de agua en la toma y el nivel del río en el punto de descarga del agua turbinada.

Salto útil (H_u): Diferencia entre el nivel de la lámina de agua en la cámara de carga y el nivel de desagüe de la turbina.

Salto neto (H_n): Es el resultado de restar al salto útil (H_u) las pérdidas de carga (h_f) originadas por el paso del agua a través de la embocadura de la cámara de carga y de la tubería forzada y sus accesorios.

El cálculo de las pérdidas de carga se realiza mediante fórmulas empíricas ampliamente difundidas. Una consideración aceptable es suponer que la pérdida de carga es del orden de un 5% a un 10% del salto bruto.

El salto bruto puede estimarse en primera instancia a partir de un plano topográfico. Sin embargo, una determinación más exacta requiere un levantamiento taquimétrico.

1.11.2 Caudal disponible

Una de las variables más importantes necesarias para determinar el potencial de generación de energía a partir del flujo de agua es el caudal disponible de dicho flujo.

Para poder determinar la potencia a instalar y la energía producible a lo largo del año en una minicentral hidroeléctrica, es imprescindible conocer el caudal circulante por el río en la zona próxima a la toma de agua.

Aforar es medir el caudal de una corriente de agua en un punto de la misma en un instante determinado.

En aquellos aprovechamientos en los que no existe una estación de aforo próxima a la central, se realiza un estudio hidrológico aplicando un modelo matemático de simulación basado en los datos de precipitaciones sobre la cuenca y caudales de una cuenca de similares características.

También se pueden estimar los caudales que circulan por el río a partir de los caudales turbinados por una central próxima, siempre y cuando ambas centrales tengan más o menos la misma aportación y la central de la que se toman los datos esté bien dimensionada y además su caudal de equipamiento no esté condicionado por la infraestructura propia de la central (canal de derivación, tubería forzada etc.).

En cualquier caso, se deben obtener datos de caudales correspondientes a una serie de años lo suficientemente amplia como para incluir años secos, normales y húmedos.

Para caracterizar hidrológicamente los años para los que se disponen de registro de caudales, se deben recopilar la información de lluvias de las estaciones meteorológicas del entorno, realizando cálculos correlativos de lluvias y caudales para comprobar si existen relaciones entre la aportación de lluvias y los caudales registrados.

Cada tipo de turbina tiene un rango de funcionamiento con un caudal máximo y otro mínimo por debajo del cual la turbina no funcionaría con rendimiento aceptable.

Este caudal mínimo es aproximadamente:

- Para turbinas PELTON : 10% Q equipamiento
- Para turbinas KAPLAN : 25% Q equipamiento
- Para turbinas FRANCIS : 40% Q equipamiento

1.12 Aspectos económicos

1.12.1 Inversiones

La inversión necesaria para la puesta en funcionamiento de una minicentral hidroeléctrica debe incluir la valoración de los siguientes conceptos:

- Obra civil
- Equipos electromecánicos y auxiliares
- Conexión a la red
- Proyectos
- Dirección de obra
- Permisos, tasas y expropiaciones
- Impuestos

1.12.2 Costes de Explotación

Hay que tener en cuenta que la explotación de una minicentral conlleva unos gastos anuales debidos al mantenimiento y reparación de las instalaciones, que aunque serán casi despreciables los primeros años de funcionamiento de la central, irán aumentando a lo largo de los años. Los gastos de explotación a tener en cuenta son:

- Personal de vigilancia y limpieza de las instalaciones.
- Mantenimiento y reparación de los elementos que se han de conservar y reponer, incluyendo mano de obra y repuestos.
- Seguros de las instalaciones. Se puede estimar que estos gastos son del orden del 2 al 5% de la inversión a realizar

1.12.3 Método del valor actual neto (VAN)

Los beneficios esperados de una inversión realizada en un cierto momento y conservada a lo largo de su vida, radican esencialmente en la corriente de rendimientos futuros que se espera que la inversión propicie.

La diferencia entre los ingresos y los gastos, descontados ambos, al año cero en el que el promotor comienza la inversión, es lo que se conoce como valor actualizado neto (VAN).

1.12.4 Ratio costo-beneficio

El método del costo/beneficio compara el valor actual de los beneficios previstos con el de los costos actualizados.

1.12.5 Tasa interna de rentabilidad (TIR)

La Tasa Interna de Rentabilidad (TIR) es la tasa de descuento r , para la que el VAN es cero. Entre las diversas inversiones alternativas a estudiar se escogerá la que ofrece un TIR más elevado.

La tasa de rentabilidad interna debe ser varios puntos más alta que el coste del dinero, a fin de compensar el riesgo, el tiempo empleado y los problemas asociados con el proyecto. El inversor escogerá el proyecto que tenga el TIR más elevado.

2 Transformación de la Matriz Energética y Potencial Energética (Fuentes Renovables) de Nicaragua

2.1 Transformación de la matriz energética

En el Plan Nacional de Desarrollo Humano (PNDH), se expresa la estrategia del Gobierno de buscar el crecimiento económico con incremento de la ocupación y reducción de la pobreza y la desigualdad, orientando la inversión pública para mejorar las condiciones de vida de la población y la capitalización de las familias pobre, estimulando actividades productivas, de educación y salud, y transformando la matriz energética.

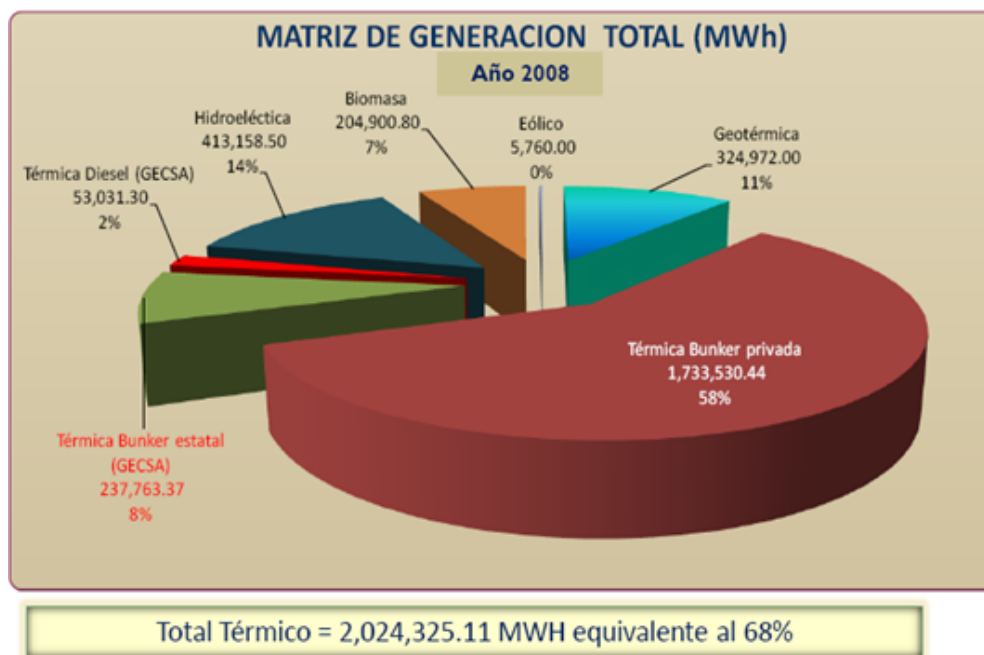
Durante el periodo 2012-2016 el Gobierno del Comandante Daniel Ortega continuará implementando en el sector energía el Programa Nacional de Electrificación Sostenible y Energías Renovables (PNESER).

Si bien las emisiones de gases de efecto invernadero de Nicaragua, incluso las de toda Centroamérica son insignificantes a nivel mundial, Nicaragua está empeñada en transformar su matriz de generación de energía eléctrica, desde petróleo hacia energías renovables, como hidroelectricidad, geotermia, eólica, biomasa, entre otras. Para Nicaragua, esto representaría un ahorro anual 1 millón 754 barriles de petróleo importados, que al precio promedio actual de 110 dólares el barril, significa un ahorro en divisas de 193 millones de dólares anuales.

Tabla 2 Transformación de la Matriz Energética (Capacidad Instalada)

Energía	2007	2011	2017
Térmica	75%	65%	6%
Renovable	25%	35%	94%
Total	100%	100%	100%

Fig. 15: Diagrama de generación total



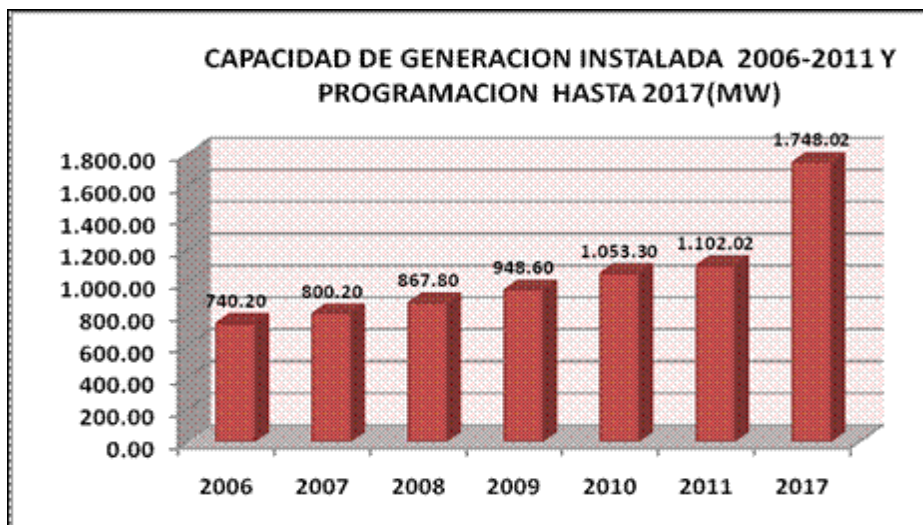
Los beneficios son:

- Fortalece la seguridad del suministro de energía, al disminuir la dependencia en las importaciones de petróleo.
- Disminuye el peso de la factura petrolera. Reduce la emisión de gases efecto invernadero atribuibles al sector energético.
- Estimula la economía local y nacional, al promover nuevas fuentes de empleo.

2.1.1 Capacidad de generación eléctrica

La capacidad de generación eléctrica instalada al 2011 es de 1,102.02 megawatts (mws), 48.88% más de la capacidad de generación instalada en el 2006, que fue de 740.20 mws. La meta para 2017 es de generar 1,748.02 mws, mejorando la capacidad productiva del país y las condiciones de vida de la población.

Fig. 16: Aumento de la capacidad de generación



2.1.2 Reducción de la intensidad energética

Con la transformación energética, Nicaragua se propone reducir la intensidad energética, contribuyendo así a la conservación de los recursos naturales, fortaleciendo la seguridad energética y la competitividad del país.

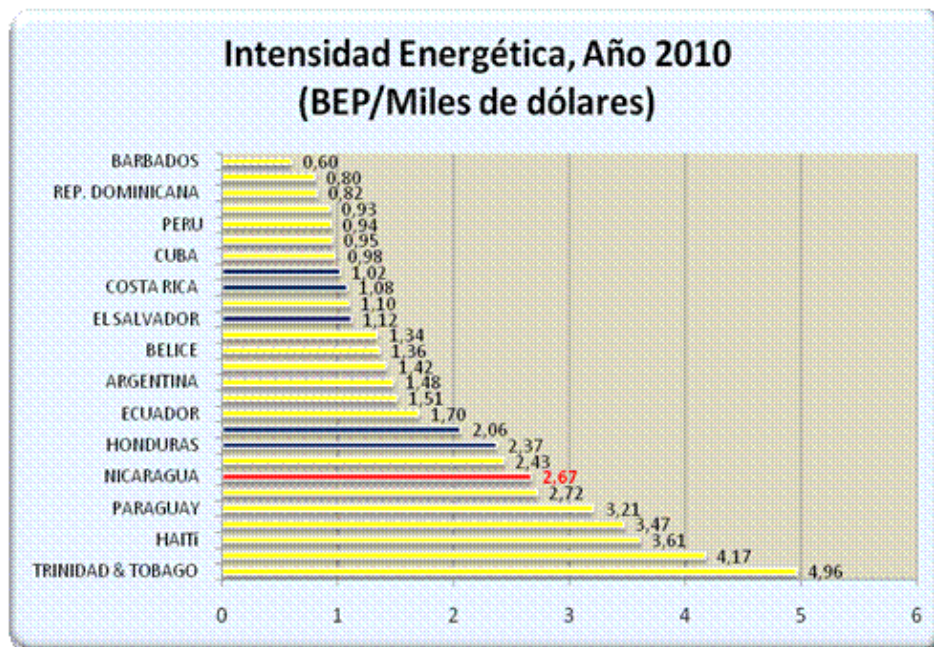
La intensidad energética es un indicador de la eficiencia energética de una economía. Se calcula como la relación entre el consumo energético (E) y el producto interior bruto (PIB) de un país.

Comparada la situación de Nicaragua con países vecinos, Nicaragua tiene alta "intensidad energética": 2.67 Barriles Equivalentes de Petróleo (BEP) por cada mil dólares de Producto Interno Bruto (PIB). Mientras que la hermana República de Cuba utiliza 0.98 barriles de petróleo para producir US\$1,000 del PIB y Honduras utiliza 2.37 barriles.

La Intensidad energética elevada indica que hay un alto costo en la "conversión" de energía en riqueza (se trata de una economía energéticamente voraz). Es decir, que se consume mucha energía obteniendo un PIB bajo. Por su parte, la Intensidad energética baja indica un bajo costo. Es decir, se consume poca energía, obteniendo un PIB alto.

El gráfico siguiente la situación de la Intensidad Energética de algunos países de Latinoamérica y del Caribe en el año 2010.

Fig. 17: Intensidad Energética



2.1.3 Climascopio

Nicaragua se sitúa en segundo lugar en informe del BID que evalúa el clima de inversión en torno al Cambio Climático en América Latina y del Caribe.

Según el Informe 2012 del Fondo Multilateral de Inversión del Banco Interamericano de Desarrollo denominado “Climascopio”, en el que se evalúa el clima de inversión en torno al cambio climático y especialmente en energía renovable en América Latina y el Caribe, Nicaragua se ubica en el segundo lugar de 26 países, con una puntuación total de 2.15 en el Climascopio 2012. El primer lugar lo ocupa Brasil con una puntuación de 2.71 y el tercer lugar, lo ocupa Panamá con 2.05.

El informe señala que Brasil, Nicaragua y Panamá recibieron, respectivamente, las puntuaciones más altas gracias a una combinación de políticas nacionales de apoyo, inversiones en energías limpias y otros factores. No fueron los únicos países que brillaron en el estudio.

También destacaron otros que crearon estructuras de mercado, se rodearon de organizaciones de microcréditos o impulsaron proyectos fomentando la reducción de emisiones.

La clasificación a los países no se basa en cifras absolutas. Se ordena a los países según la importancia de las inversiones en energía limpia para la economía en general. Según el mismo informe, la energía limpia en Nicaragua representa la mayor proporción del PIB.

Fig. 18: Climascopio, presentación



El Climascopio parte de cuatro parámetros interrelacionados, Parámetros tomados en cuenta en el climascopio:

El marco propicio, referido a las políticas existentes, las estructuras del mercado energético y niveles de capacidad de la energía limpia en cada uno de los países, así como otros factores relacionados.

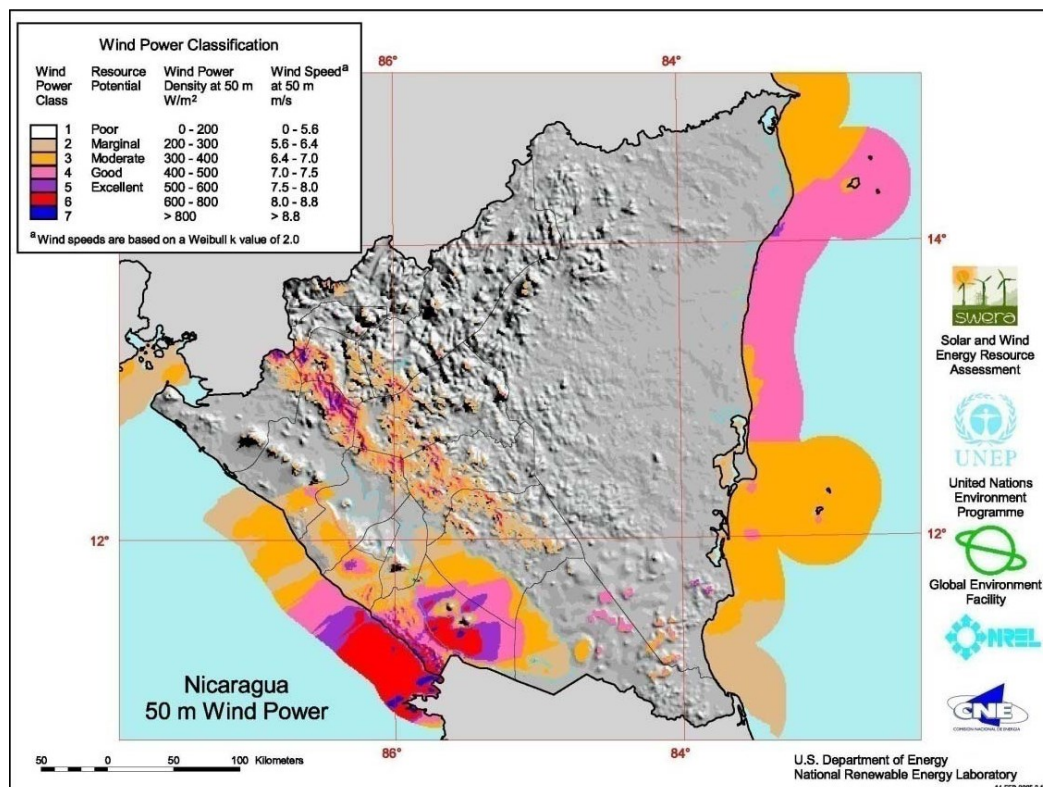
La inversión de energía limpia y créditos a proyectos en torno al cambio climático, así como los fondos destinados a la promoción de la energía limpia, la disponibilidad y el coste del capital local como, por ejemplo el microcrédito. Los negocios de baja emisiones de carbono y cadenas de valor de energía limpia, tales como el nivel de la industria local y las cadenas de distribución de bienes, servicios y créditos de energía limpia. Las actividades de gestión de gases de efecto invernadero, así como el nivel de acciones y proyectos impulsados bajo los auspicios del Mecanismo de Desarrollo Limpio (MDL) de las Naciones Unidas.

2.2 Potencial energético

2.2.1 Recursos eólicos

Nicaragua favorecida con su posición y características geográficas dispone en algunas zonas de una buena captación del recurso eólico. De acuerdo a los resultados del Proyecto “Solar and Wind Energy Assesment” (SWERA) – 2006 se desarrollaron mapas globales y preliminares del potencial eólico basados en modelos atmosféricos y no en mediciones de superficie (Fig. 19), con una resolución de 1000 m por píxel, estimándose un potencial aproximado de 22,000 MW, sin embargo este se reduce debido a restricciones en cuanto a la infraestructura existente y disponibilidad de terreno que impide al aprovechamiento hasta 800 MW de los cuales se ha identificado más de 200 MW ubicados en el istmo de Rivas, en la Zona del Crucero, en la zona de Hato Grande-Chontales y Estelí con velocidad media entre 8 mts por segundo quedando los 600 MW restante distribuidos en el resto del País.

Fig. 19: Mapa Eólico de Nicaragua



Posteriormente el consorcio Suizo METEOTEST – ENCO considero los resultados del SWERA delimitando las áreas más prometedoras para la evaluación del recurso con el propósito de enfocar los esfuerzos de medición, teniendo en cuenta la distancia a la red eléctrica, vías de acceso y área urbanas. Este mapa eólico a 50 mts, de altura se basó en:

- Datos de mediciones eólicas de diversas fuentes de información pública y privada
- Un modelo de elevación digital
- Las características del uso del suelo.

Adicionalmente, el MINISTERIO DE ENERGÍA Y MINAS (MEM) con la colaboración del Banco Mundial (BM) efectuó un estudio de Medición Eólica en San Juan del Norte resultando una velocidad promedio de 3.4 mts/seg a 30 mts de altura.

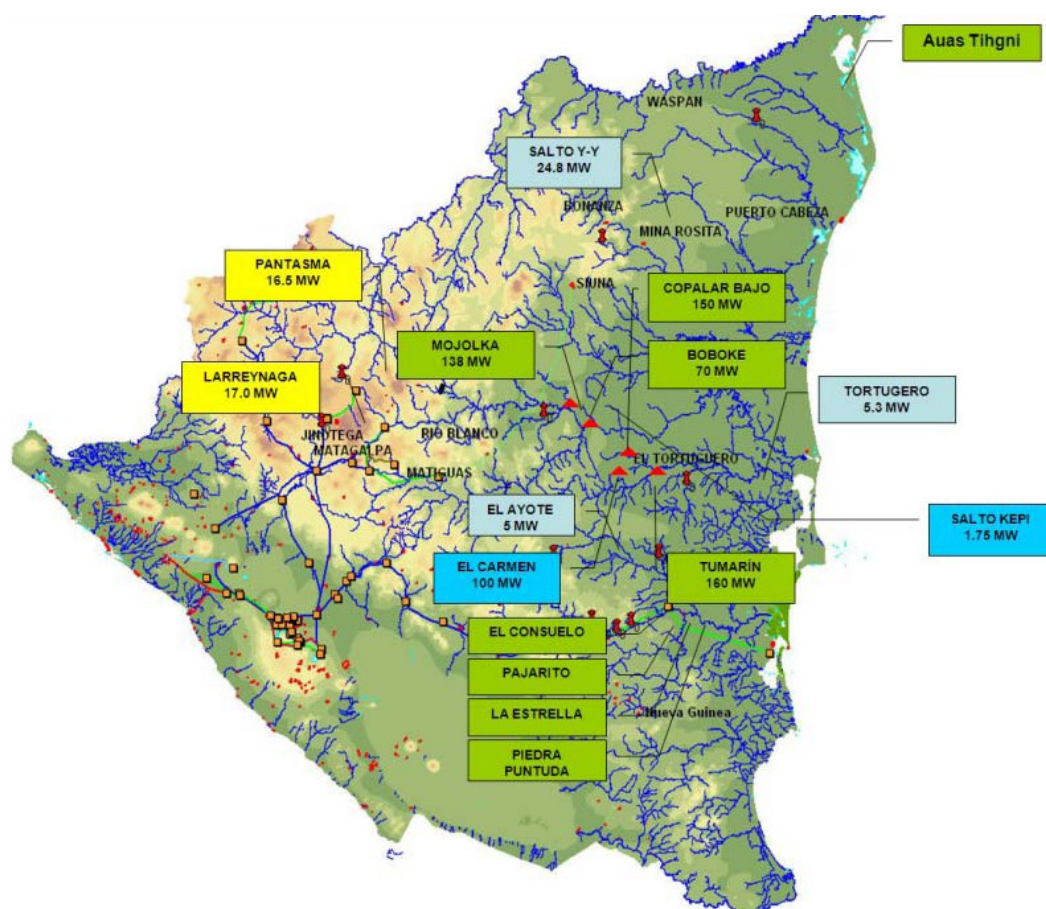
Con la colaboración del Banco Interamericano de Desarrollo (BID), el MEM ha iniciado la valoración del potencial eólico en Puerto Cabezas y Lagunas de Perlas estando en la fase de ejecución del estudio (junio 2009), obteniendo los resultados en septiembre 2010. Así mismo la Alcaldía de Corn Island con la colaboración del BID ha finalizado el "Estudio de Factibilidad de Generación de Electricidad con Energía Eólica", indicándose en informes preliminares velocidad promedio alrededor de 7 m/s a altura que varía entre 24 mts y 50 mts en diferentes sitios.

En el año 2010, el MEM impulso el desarrollo de estudios en diferentes sitios más para evaluar el potencial eólico en la zona del pacífico y central del país, con el objetivo de considerar en base a los resultados que se obtengan, la implementación de esta tecnología para la generación de energía eléctrica que apoye la diversificación de la matriz energética, (ver tabla anexo pag. I) para los datos de los diversos proyectos eólicos.

2.2.2 Hidroeléctrica

Nicaragua posee un alto potencial hidráulico, aunque los recursos se encuentran distribuidos de forma irregular en el país (Fig. 6), la vertiente del Atlántico cuenta con el 94 %, en cambio, la vertiente del Pacífico en la que se encuentra la mayor parte de la población cuenta con el 6%. Los estudios realizados han identificado proyectos hidroeléctricos atractivos. El estudio más completo, fue el "Inventario de los Recursos Energéticos" como parte del Plan Maestro de Energía de Nicaragua en 1980. Según este plan las cuencas con mayores capacidades son: El río Grande de Matagalpa, el río Coco, el río San Juan y el río Escondido. El resto de los potenciales encuentra diseminado en las otras cuencas de la vertiente atlántica.

Fig. 20: Proyectos Hidroeléctricos



Posteriormente se llevaron a cabo estudios en mayor detalle para proyectos específicos y a identificados en el Plan Maestro, para nuevos proyectos así como otros de capacidades menores, con lo cual se ha elaborado tablas de proyectos mayores a 30 MW y proyectos iguales o menores a 30 MW. Esta división se debe a que la ley General de Aguas establece que proyectos mayores a 30 MW requieren de una ley especial y específica para cada proyecto expedida por la Asamblea Nacional, las menores se rigen por la ley de la industria eléctrica y su reglamento. Para los datos de los proyectos referidos (ver Tablas Anexo pag. II, III).

2.2.3 PCH La verbena (San ramón Matagalpa)

San Ramón es una ciudad y municipio del departamento de Matagalpa, en la República de Nicaragua. La cabecera municipal está ubicada a 145 km de la ciudad de Managua. Limita al norte con el municipio de El Tuma - La Dalia, al sur con los municipios de Muy Muy y Matagalpa, al este con el de Matiguás y al oeste con el municipio de Matagalpa.

El municipio tiene un clima sabana tropical, su temperatura media oscila entre, los 20° a 26° C, las precipitaciones pluviales varían entre los 2.000 a 2.400 mm, caracterizándose por una buena distribución durante todo el año.

La principal actividad económica del municipio la constituye el sector agrícola, destacando arroz, café, frijol y maíz. La ganadería también constituye una actividad significativa, miles de cabezas de ganado se utilizan en la producción de carne y leche para el consumo y comercialización nacional.

La parte central del municipio, donde se propone realizar el proyecto PCH la verbena, es un territorio de producción campesino con una estructura social en donde predominan los campesinos y finquero, siendo inicialmente una zona de expansión del café, pertenece a lo que se conoce como la vieja frontera agrícola y comparte muchas características con el territorio de Pancasan del vecino del vecino municipio Matiguás. Específicamente en las inmediaciones del proyecto propuesto existen dos pablados de importancia: Valle Buena Vista con una población actual de 150 casas dispersas y el jícaro con 60 ubicados en la carretera troncal. La perla (30 casas) y el diamante (40 casas) son caseríos.

Por lo que existen proyectos de energía renovables a menor escala (ver tabla anexo pag.VI), para satisfacer todas las necesidades tontas domiciliarias como industriales.

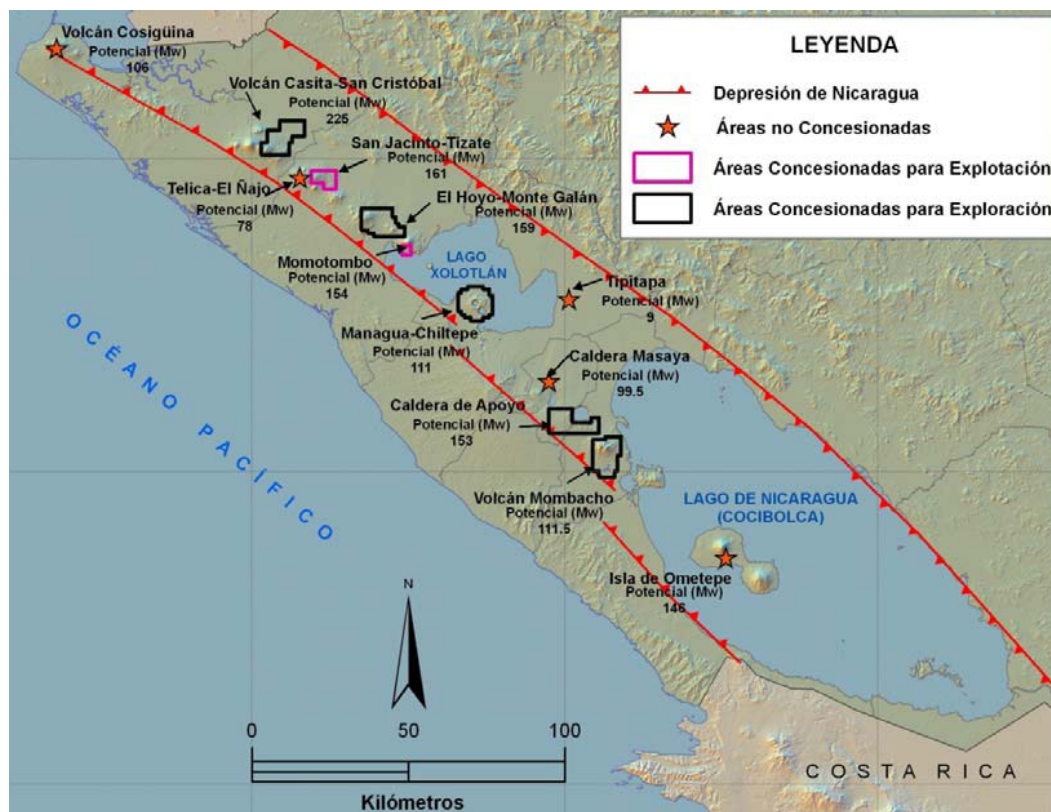
2.2.4 Geotérmica

El gran potencial geotérmico en Nicaragua, el mayor de Centroamérica, está ligado al contexto geológico regional relacionado a la zona de subducción formada por la Placa de Cocos y la Placa del Caribe.

Esto ha dado origen a la cordillera volcánica de Los Maribios, la cual se extiende paralela a la Costa del Pacífico y está compuesta por siete volcanes activos, lagunas cratéricas, y calderas volcánicas, que presentan extensas áreas de actividad hidrotermal que denotan una fuerte presencia de cuerpos magmáticos a profundidad.

Esta cordillera contiene un potencial calorífico iniciando con el Volcán Cosigüina en la parte noroeste hasta el Volcán Maderas en la Isla de Ometepe, al sudeste (ver fig. 21)

Fig. 21: Áreas de Potencial Geotérmico



Los estudios geocientíficos sobre el potencial de los recursos geotérmicos se remontan desde el año 1950 y se extienden al 2001, cuyos resultados han sido consolidados en el Plan Maestro de Recursos Geotérmicos, arrojando un potencial ponderado de 1,518 MW. Actualmente existen 2 áreas en explotación, 2 áreas geotérmicas en proceso de completar la etapa de Factibilidad 6 áreas geotérmicas con estudios avanzados de prefactibilidad, y 2 áreas geotérmicas con estudios a nivel de reconocimiento no concesionadas (ver tabla anexos pág. V). Actualmente el área geotérmica del Volcán Casita-San Cristóbal con un potencial de 225 MW ha sido concesionada a la Compañía Cerro Colorado Power, firmándose el Contrato de Concesión de Exploración en Marzo de 2009.

Como evidencia del potencial de los recursos geotérmicos en Nicaragua, en el proyecto geotérmico “San Jacinto-Tizate” en Agosto del 2007 a Julio del 2008 se perforaron 3 pozos geotérmicos productores, cuya potencia de generación reportada es de 12, 16 y 22.8 MW, resultados muy positivos a nivel de Centroamérica.

También, la empresa GEONICA, sociedad formada por LaGeo de El Salvador y ENEL de Italia, desde 2006 tienen las concesiones de exploración de las áreas geotérmicas de “El Hoyo-Monte Galán” y “Managua-Chiltepe”. En ambas áreas se han finalizado los estudios de las exploraciones superficiales, con una inversión del orden de US\$ 1 millón en cada área. En el año 2009 en el área de El Hoyo-Monte Galán se realizaron dos perforaciones geotérmicas profundas de diámetro comercial (2000 m y 1623 m) con el objetivo de evaluar el potencial geotérmico del área. Actualmente GEONICA se encuentra en fase de evaluación de dichos resultados para posteriormente reorientar las ubicaciones de los futuros pozos geotérmicos profundos. Con respecto al área geotérmica de Managua-Chiltepe para este mismo año se realizó la perforación de un pozo de diámetro pequeño (4”) alcanzando una profundidad de 1015 m.

Actualmente GEONICA realizará una solicitud de prórroga de la concesión y presentar su nuevo plan de trabajo para continuar con las perforaciones en

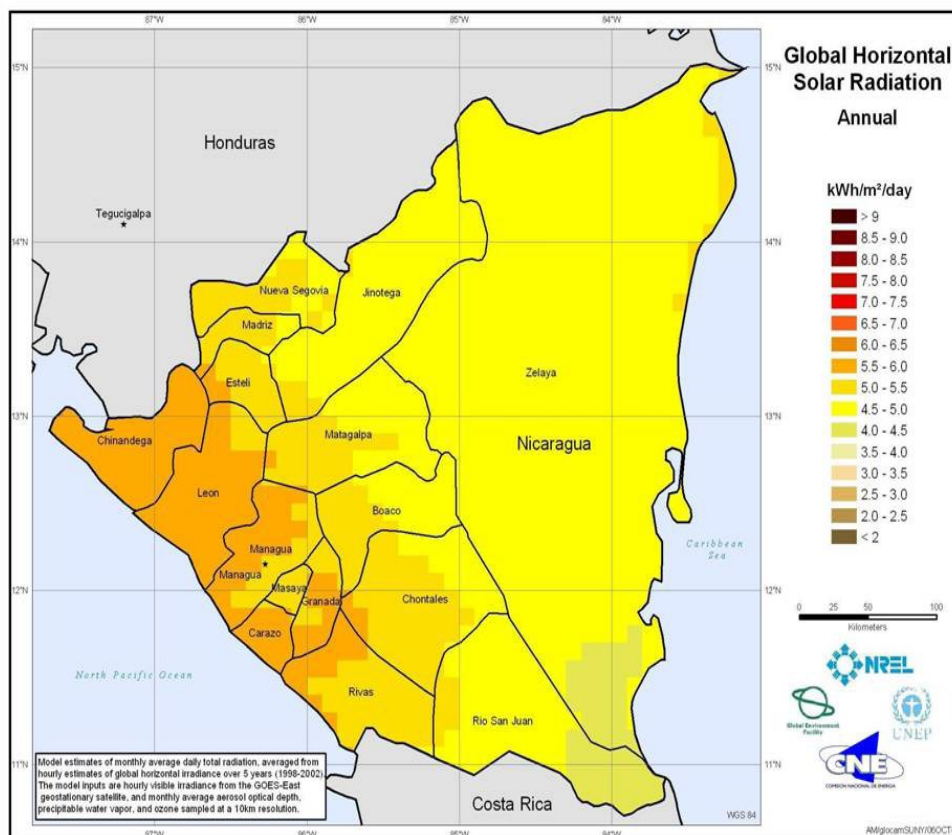
ambas áreas geotérmicas. Si los resultados exploratorios son positivos, se podrían generar unos 40 MW en El Hoyo-Monte Galán en el año 2012 y otros 40 MW en Managua-Chiltepe en el año 2013. Estimados preliminares sugieren que la inversión total podría ser del orden de los US\$120 millones en cada campo

2.2.5 Solar

Siendo un país tropical ubicado entre 11 y 14 grados al norte del Ecuador, Nicaragua dispone de una radiación global abundante según lo demuestra los resultados de los mapas solares de Nicaragua (Fig. 22), elaborados por el Padre Jesuita Julio López de la Fuente de la Universidad Centroamericana (UCA), quien inicio el estudio en el año 1982 bajo la coordinación del Instituto Nicaragüense de Energía (INE) a través del proyecto de investigación “Mapeo Solar en Nicaragua” con la fundación Sueca Swedish Agency for Research – Cooperation with Developing Countries (SAREC) y el Swedish Meteorologic and Hydrolic Institute (S.M.H.I).

Dicho estudio formó parte de la base para la preparación del mapa solar presentado por el Proyecto SWERA a nivel de Centroamérica por la calidad y años de medición del recurso solar. Los resultados del estudio durante los primeros 11 años de evaluación y correlación del recurso solar de 33 estaciones (radiación global, brillo solar y cobertura de nubes) de las cuales 26 corresponden a Nicaragua, 3 a Honduras y 4 a Costa Rica, se indica que el país recibe en promedio aproximadamente una radiación global de 5kWh/día/m², siendo los departamentos de León y Chinandega los que presentan un valor superior a los 6 kWh/día/m². Para los diferentes valores de radiación solar (ver tabla anexo pag. VI)

Fig. 22: Mapa Solar



Adicionalmente Se cuenta con los datos y análisis mensuales de otras variables de importancia como son brillo solar, coberturas de nubes, temperatura del día y noche. Es importante indicar que a la fecha se continúa con los estudios del recurso, cumpliéndose con el ciclo solar completo de 22 años y evaluando otras variables como los diferentes tipos de radiación ultravioleta. Como parte de las actividades que está impulsando el MEM, en materia de energía solar se coordina con entidades cooperantes en:

- El desarrollo de proyectos fotovoltaicos de uso domiciliario en áreas aisladas. El desarrollo de proyecto piloto conectado a la red eléctrica.
- Estudios que permitan evaluar aspectos técnicos, económicos, normativos sobre el uso de sistemas FV de mayor escala.
- Aplicación de sistemas solares térmicos para la reducción del consumo de combustible fósil en diferentes sectores productivos.

2.2.6 Biomasa

Nicaragua se caracteriza por tener fuentes ricas y diversas de biomasa con alto potencial energético. Los desechos y los productos secundarios de la producción agrícola y forestal son fuentes importantes de combustibles potenciales, y actualmente se están aprovechando tales desechos en dos ingenios azucareros en Nicaragua.

El Ingenio Monterrosa y el Ingenio San Antonio suministra aproximadamente 30 MW cada uno al sistema interconectado, con la combustión de bagazo (un producto secundario de la producción de azúcar), y del eucalipto cosechado específicamente para la producción de vapor y la generación de electricidad. El MEM y la Agencia de Cooperación Brasileña (ACB) han estimado que la cantidad de biomasa que está disponible tiene un potencial de aproximadamente 700 MW en el corto plazo (ver tabla anexo pág. VII) y en el largo plazo existen expectativas de ser muy superior como resultado de la sostenibilidad del recurso.

Todas las localizaciones de industrias dendroeléctricas recomendadas en este estudio están próximas de subestaciones de 230, 138 y 69 kV ya existentes en Nicaragua.

Con el crecimiento de las potencias en cada localización algunas de las líneas de transmisión y subestaciones necesitarían ser convertidas de 69 kV para 138 kV. No se anticipa grandes costos adicionales referentes a líneas de transmisión y subestaciones. Adicionalmente el MEM espera impulsar proyectos tanto en el uso de la Bioenergía para la generación de electricidad así como acciones encaminadas a mejorar la eficiencia energética en el consumo final de la leña con la colaboración de otras entidades tales como INAFOR, MARENA, entre otras.

3 Factibilidad Técnica Selección y Parámetros Fundamentales de una Turbina

3.1 Consideraciones Iniciales

La capacidad de generación de energía mediante el empleo de agua está determinada por el salto o caída (energía potencial) que se puede obtener y del caudal disponible. El salto depende de la topografía del terreno, y el caudal de las características del flujo de agua a utilizar.

En primer lugar es necesario definir ciertos factores y variables influyentes en el presente estudio de factibilidad técnica, los cuales se presentan a continuación.

3.1.1 Caudal Disponible

Una de las variables más importantes necesarias para determinar el potencial de generación de energía a partir del flujo de agua es el caudal disponible de dicho flujo.

Para poder determinar la potencia a instalar y la energía producible a lo largo del año en una minicentral hidroeléctrica, es imprescindible conocer el caudal circulante por el río en la zona próxima a la toma de agua.

Aforar es medir el caudal de una corriente de agua en un punto de la misma en un instante determinado.

En aquellos aprovechamientos en los que no existe una estación de aforo próxima a la central, se realiza un estudio hidrológico aplicando un modelo matemático de simulación basado en los datos de precipitaciones sobre la cuenca y caudales de una cuenca de similares características.

También se pueden estimar los caudales que circulan por el río a partir de los caudales turbinados por una central próxima, siempre y cuando ambas centrales tengan más o menos la misma aportación y la central de la que se toman los datos esté bien dimensionada y además su caudal de equipamiento no esté condicionado por la infraestructura propia de la central (canal de derivación, tubería forzada etc.).

En cualquier caso, se deben obtener datos de caudales correspondientes a una serie de años lo suficientemente amplia como para incluir años secos, normales y húmedos.

Para caracterizar hidrológicamente los años para los que se disponen de registro de caudales, se deben recopilar la información de lluvias de las estaciones meteorológicas del entorno, realizando cálculos correlativos de lluvias y caudales para comprobar si existen relaciones entre la aportación de lluvias y los caudales registrados.

El “Rio Upa” fuente de agua para este proyecto de PCH, nace en los cerros El Gorrión, Cristal, portillo de las cornuvas y cuyus, y fluye en dirección sureste y sur hasta desembocar en el rio grande de Matagalpa en el punto de la captación de agua para la PCH La Verbena, La Cuenca hidrográfica del “Rio Upa” abarca una extensión de 29 Km.

La elevación promedia de la cuenca es de 900 msnm y está ubicada en la zona de precipitación pluvial de 2000 mm anuales y la evaporación promedia anual se calcula en 1,033 mm con una temperatura media anual de 27.7 °C Estos datos arrojaron un valor de escurrimiento promedia de 0.033 m³/s/ km² y un caudal promedia de 0.951 m³/s. La condición actual de la cuenca hidrográfica se califica de “buena” con aproximadamente 60% de los terrenos todavía cubiertos de bosques. Existen caminos dentro de la cuenca pero no hay mucha erosión ni despale.

El caudal medido en la fecha del levantamiento del sitio fue de 0.845 m³/s este caudal se midió el 9 de noviembre 2001, fecha en que tenia 4 días de no llover y había llovido poco, pero no anormalmente poco, en el mes previo, por lo cual considero que el caudal observado debería corresponder aproximadamente 40% de excedencia sobre la curva de duración de caudales del sitio.

Dadas las condiciones físicas, el modelo de curvas de duración de caudales Tipo I (cuencas pequeñas bien forestadas, basadas en las mediciones de

caudal del proyecto de Antiochia en Pantasema para distribuir el caudal total sobre el tiempo del ciclo anual, dando la curva de duración de caudales que aparece en las hojas RESTscreen (ver fig. Anexo pág. VIII), La escorrentía del modelo RESTscreen fue ajustada (reducida) a $0.027 \text{ m}^3/\text{s}/\text{km}^2$ para que el caudal de 40% de excedencia de la curva correspondiera con el caudal de $0.845 \text{ m}^3/\text{s}$ medido en la fecha del levantamiento, El caudal de 90% de excedencia conforme este modelo es de $0.370 \text{ m}^3/\text{s}$ y el caudal de 50% de excedencia es $0.690 \text{ m}^3/\text{s}$. Se escoge un caudal de diseño de $0.234 \text{ m}^3/\text{s}$, que debe existir en esta quebrada 100% del tiempo, durante todo el año.

Se recomienda realizar mediciones directas puntuales del caudal al final de cada verano hasta cuando se realice la construcción del proyecto, Para reconfirmar los caudales mínimos de la temporada seca de la zona (meses de marzo-abril

3.1.2 Cálculo de la altura neta (o Salto neto)

El salto bruto puede estimarse en primera instancia a partir de un plano topográfico. Sin embargo, una determinación más exacta requiere un levantamiento taquimétrico.

Para este estudio, se considerara que la altura bruta será igual a la diferencia entre la lámina de agua en la toma, y el nivel del río en el punto de descarga del agua turbinada.

Con base a estudios topográficos realizados por (INETER), se sabe que la altura de la lámina de agua en la toma es 775 m, mientras que el nivel en el punto de descarga del agua turbinada es de 584 m la altura disponible en el sitio será igual a:

$$H_b = \text{Alt. de la lamina de Agua} - \text{Niv. en el punto de descarga de agua}$$

$$H_b = 775 - 584 = 191 \text{ m}$$

Luego de obtener la altura bruta en el sitio de implementación de la microcentral hidráulica, habrá de calcularse la altura Útil, que será igual.

$$H_u = H \text{ de la cámara de carga} - H \text{ de desagüe de la turbina}$$

$$H_u = 600 - 588 = 12 \text{ m}$$

Altura neta es el resultado de restar al salto útil (H_u) las pérdidas de carga (h_f)

3.2 Determinación del diámetro y tipo de tubería a utilizar

- Se midió la longitud total de la tubería de presión la cual tiene un valor de 800 m
- Seleccionar el material y obtener el valor del diámetro interno tentativo de la tubería, para ello se recomienda consultar en catalogo

El diámetro interno de la tubería de presión se determina a partir de la siguiente ecuación

$$d = 0.3 \sqrt[5]{\frac{Q^2 \times L}{H_b}} \quad (\text{Ec } 1)$$

Donde

Q : (m^3)

L : Longitud de la tubería de presión (m)

H_b : Altura bruta (m)

Reemplazando los datos en la ecuación anterior, se obtiene el valor del diámetro de presión en metros (m)

$$d = 0.3 \sqrt[5]{\frac{(0.234)^2 \times 800}{191}}$$

$$d = 0.2234 \text{ m}$$

$$d = 223.4 \text{ mm}$$

Con el valor determinado se procede a elegir un valor del diámetro de la tubería que sea comercial, el valor del diámetro de la tubería comercial que se eligió es de 8 pulgadas (ver tabla anexo pag. IX).

- Según el material de la tubería hay que determinar un valor de rugosidad para luego encontrar el factor de fricción del diagrama de Moody

Utilizaremos una tubería PVC, la cual posee un valor de rugosidad de 0.003 mm (ver tabla anexo pag. X)

Para poder utilizar el diagrama de Moody hay que calcular previamente algunas relaciones que están en función del caudal de diseño el diámetro interno de la tubería comercial seleccionada

Tabla 3 Datos de la tubería de presión

Valores de la tubería de presión			
Diámetro nominal (Pulgadas)	Diámetro exterior (mm)	Diámetro interior (mm)	Espesor de pared (mm)
12	323	292	15.4

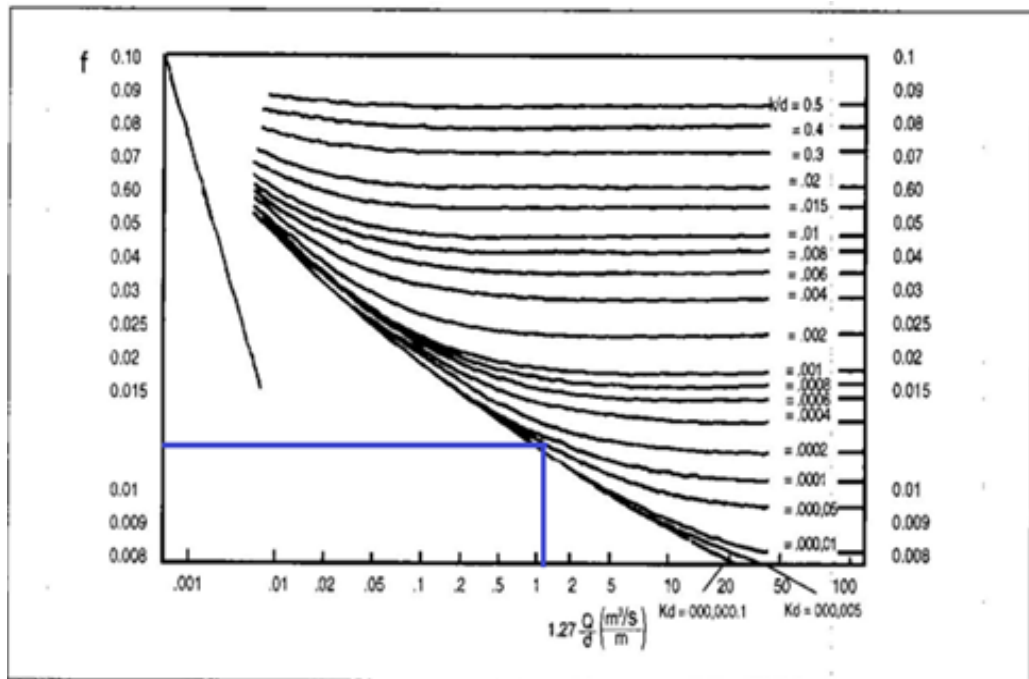
Rugosidad relativa PVC

$$\frac{K}{d} = \frac{0.003}{292.2} = 1.026^{-5}$$

$$1.27 \times \frac{Q}{d} \quad (\text{Ec 2})$$

$$1.27 \times \frac{0.234}{0.2922} = 1.017$$

Fig. 23 Diagrama de Moody



$$f = 0.011$$

Se calcula las pérdidas de carga debido a la fricción de la pared en las tuberías. Las pérdidas de carga por fricción se determinan de la siguiente ecuación:

$$h_f = 0.08 \frac{f \times L \times Q^2}{d^5} \quad (\text{Ec } 3)$$

$$h_f = 0.08 \frac{0.011 \times 600 \times 0.234^2}{0.2922^5} = 13.57$$

Perdidas Porcentual de Caída debido a la fricción:

$$\text{Perdidas \%} = \frac{H_f \times 100}{H_b} \quad (\text{Ec } 4)$$

$$\text{Perdidas \%} = \frac{13.57 \times 100}{191} = 7$$

Si las pérdidas no están entre el 3% y el 11%, seleccionamos un diámetro de tubería más adecuado, en tabla (anexo pág. XI) podemos ver las pérdidas en tuberías según diámetros utilizados.

$$H_n = \text{Salto útil } (H_u) - \text{pérdidas de carga } (h_f)$$

$$H_n = 12 - 7 = 5 \text{ m}$$

Una vez calculadas todas las alturas y pérdidas en la tubería forzada procedemos a calcular nuestro salto neto final

$$H_{nf} = (H_b) - (H_u) - (H_n) - \text{pérdidas de carga } (h_f)$$

$$H_{nf} = 191 - 12 - 5 - 7 = 167 \text{ m}$$

3.3 Potencia Neta

Es la potencia del flujo a la entrada, la potencia de que dispone el fluido para ceder a la turbomáquina.

Llamando Q al caudal en m^3/s . de salto y H_n salto neto o disponible la potencia neta será:

$$P_n = \gamma_{H_2O} \times g \times Q \times H_n \quad (\text{Ec } 5)$$

Dónde:

P_n : Potencia Útil

Q: Caudal de Diseño

H_n : Altura Neta

γ : Peso Específico del Agua

g: Gravedad

$$Q = 234 \text{ l/s} \times 1 \text{ m}^3 / 1000 = 0.234 \text{ m}^3/\text{s}$$

$$P_n = 1000 \text{ kg/m}^3 \times 9.81 \text{ m/s}^2 \times 0.234 \text{ m}^3/\text{s} \times 167 \text{ m}$$

$$P_n = 383,355.18 \text{ Watt} / 1000 \text{ watt} = 383.35 \text{ kw}$$

Una vez determinada la altura neta del salto H de diseño, partir de la altura máxima y mínima estimada en el lugar donde se desea implementara el proyecto, así como el caudal instalado y habiendo obtenido la potencia útil nominal o de diseño de la unidad previa estimación del η dela turbina, se procede a la selección del tipo de turbina en función de las revoluciones específicas n_s , entonces determinaremos el diámetro del cochorro, el diámetro de salida de la tobera del inyector, el diámetro del rodete y sus dimensiones para su posterior construcción.

3.3.1 Rendimiento Total (η)

Los rendimientos de las turbinas son facilitados por los fabricantes de los propios equipos. En un primer estudio.

El rendimiento total de la turbina puede estimarse mediante (tabla anexos pág. XII) según la potencia neta o potencia puesta disposición.

Una vez calculada la potencia neta podemos seleccionar el rendimiento total de la turbina.

$$(\eta) = 85 \%$$

3.3.2 Potencia Útil

Inferior a la potencia de entrada, dadas las pérdidas hidráulicas. Se puede expresar la potencia interior al eje como:

$$P_{\text{util}} = P_{\text{neta}} \times \eta_{\text{total}} \quad (\text{Ec } 6)$$

Considerando:

(η): Rendimiento total de la turbina

La potencia en el eje del generador será:

$$P_{\text{util}} = 383.35 \text{ Kw} \times 0.85 \%$$

$$P_{\text{util}} = 325.84 \text{ Kw}$$

Una vez calculada la potencia útil, Procedemos mediante una regla de tres a realizar un cambió de variable, de Kilowatt (kW) a Caballos Vapor (CV)

$$\frac{1\text{CV}}{P_{\text{util}}} = \frac{0.7355 \text{ Kw}}{325.84 \text{ Kw}}$$

$$P_{\text{util}} = \frac{325.84 \text{ Kw} * 1 \text{ CV}}{0.7355 \text{ Kw}} = 443.03 \text{ CV}$$

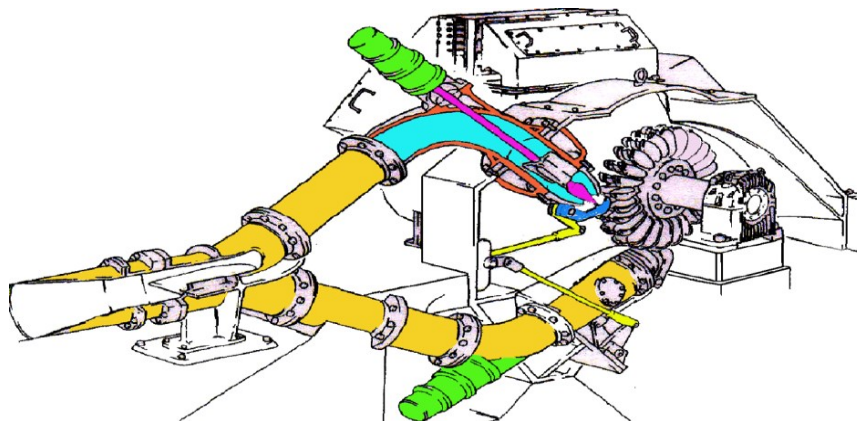
3.4 Selección del Tipo de Turbina a utilizar

A partir de los conocimientos, experiencia e investigación de diferentes fabricantes de turbinas alrededor del mundo, hoy en día se han desarrollado graficas con las cuales es posible realizar la selección de la maquina hidráulica que obtenga el mejor aprovechamiento energético posible a partir de las condiciones de caudal y altura disponibles de un lugar en particular.

Para preseleccionar el tipo de turbina a instalar en una minicentral, se utilizan unos ábacos que suelen facilitar los fabricantes de turbinas. Con ellos, se determina el tipo de turbina a partir de los parámetros de salto y caudal.

Como puede observarse en la fig. (Anexo pág. XIII) al ingresar al gráfico con el valor de 167 de altura efectiva en ordenadas y 325.84 kW de potencia útil disponible en abscisas, las condiciones del sitio de implementación están dentro del rango donde se obtendrá un mejor aprovechamiento de la energía disponible en el flujo de agua al utilizar una turbina Pelton de dos inyectores en posición Horizontal ($P_1N_2 - H$) para su explotación.

Fig. 24 Turbina Pelton de dos inyectores eje Horizontal



3.4.1 Disposición Horizontal

En esta disposición solo se pueden instalar turbinas de uno o dos inyectores (chorros) como máximo debido a la complicada instalación y mantenimiento de los inyectores. Sin embargo en esta posición, la inspección de la rueda en general es más sencilla, por lo que las reparaciones o desgastes se pueden solucionar sin desmontar la turbina.

3.5 Velocidad Específica de Prueba (n_s)

Es aquella velocidad a la cual gira un modelo geoméricamente semejante a la turbina real o prototipo, bajo una Altura neta de un metro para producir una potencia de 1 kW.

Como puede observarse (en la fig. anexos XIV), al ingresar al gráfico con el valor de 167 de altura neta en abscisas y N° de inyectores (Chorros) en ordenadas, Podemos seleccionar el valor aproximada del n_s de prueba para una turbina Pelton

$$n_s = 46$$

3.5.1 Velocidad de Giro (n)

La velocidad de giro, conocida también como velocidad nominal, velocidad sincrónica de la turbina o velocidad de sincronismo del grupo, depende fundamentalmente de la frecuencia a que ha de ser suministrada la corriente eléctrica, normalmente de 60 períodos por segundo, y del número de pares de polos del alternador, además de otros factores que determinan precisamente las características de éste último, como son altura del salto de agua, potencia, tensión generada, etc.

Para determinar el número de revoluciones a las que de girar la turbina, se debe encontrar la velocidad síncrona, entonces tenemos que:

$$n = \frac{n_s (Hn)^{5/4}}{(P_{util})^{1/2}} \quad (Ec\ 7)$$

Dónde:

P: Potencia útil de la T.P en CV

n_s : Velocidad Específica de prueba

Hn: Altura Neta

$$n = \frac{n_s (Hn)^{5/4}}{(P_{util})^{1/2}} = \frac{46 (167)^{5/4}}{(445.73)^{1/2}}$$

$$n = \frac{27,615.532}{21.112} = 1308.049 \text{ rpm}$$

3.5.1.1 Número de Polos

Es la forma de expresar el número de polos que forman magnéticamente las bobinas o los bobinados de un motor eléctrico

Es el que establecer la velocidad o el número de revoluciones por minuto de marcha o de régimen de un motor eléctrico

En seguida calculamos el número de polos. El cual puede ser calculado por:

$$P = \frac{60 (60\text{Hz})}{n} \quad (\text{Ec } 8)$$

Dónde:

n = Numero de revoluciones por minuto (rpm)

f = Frecuencia del sistema 60 periodos por segundo (p.p.s)

P = Numero de pares de polos

60 = Segundo en un Minuto

$$P = \frac{60 (60\text{Hz})}{n} = \frac{60 (60\text{Hz})}{1308.049 \text{ rpm}}$$

$$P = 2.75 \approx 3$$

A continuación se fija el número de revoluciones y numero de polos más próximos al valor hallado mediante tablas de sincronismo de los generadores (ver tabla anexo XV), donde seleccionamos los siguientes valores

$$N^0 \text{ de Polos} = 6$$

$$\text{Veocidad Sincrona} = 1200 \text{ rpm}$$

3.5.1.2 Velocidad Específica n_{s0}

El primer paso es estimar la velocidad específica de la turbina n_{s0} . Para ello, se requiere conocer Potencia Útil.

$$P_{\text{util}} = P_{\text{neta}} \times \eta_{\text{total}}$$

Con este valor (expresado en CV; 1 CV = 0.7355 KW), se va a la ecuación (8) para la velocidad específica:

$$n_{s0} = \frac{n (P_{\text{util}}/J)^{1/2}}{(H_n)^{5/4}} \quad (\text{Ec } 8)$$

Dónde:

P: potencia útil en caballos vapor (CV)

J: Numero de inyectores (Chorros)

Hn: Altura Neta

n: Velocidad de giro (Corregida)

$$n_{s0} = \frac{1200 \text{ rpm } (445.73 \text{ CV}/2)^{1/2}}{(167)^{5/4}}$$

$$n_{s0} = 29.84 \approx 30$$

3.6 Triángulos de Velocidades

Para analizar los triángulos de velocidades supondremos diferentes condiciones como por ejemplo

- consideramos perdidas por fricción en el inyector

$$C_1 = Kc1\sqrt{2xgxHn} \quad (\text{Ec } 9)$$

3.6.1 Velocidad del Chorro a la Salida de la Tobera

La geometría de la turbina se especifica en el momento de realizar un análisis de los triángulos de velocidades en el punto donde hace contacto el chorro de agua con la cuchara y el punto de salida de la misma, después de transmitir su energía potencial al rodete o turbina.

$$C_1 = \sqrt{1 - \frac{hf}{H_n}} \sqrt{2gH_n} \quad (\text{Ec 9.1})$$

Dónde:

H_n : Altura neta o efectiva de la central

En el cálculo se define un coeficiente de velocidad conocido como K_c , este coeficiente se puede estimar entre 0.97 y 0.98

$$K_c = \sqrt{1 - \frac{hf}{H_n}}$$

Con lo que la velocidad de salida del chorro de agua en la tobera es expresada de la siguiente manera

$$C_1 = K_{c1} \sqrt{2gH_n} \quad \text{Donde } K_{c1} = 0.97 - 0.99$$

$$C_1 = 0.98 \sqrt{2 \times 9.81 \text{ m/s}^2 \times 167 \text{ m}} = 56.096 \text{ m/s}$$

$$C_1 = C_2$$

3.6.2 Velocidad tangencial (u)

Es de conocimiento que en las turbinas de acción, la velocidad tangencial es expresada por

$$U_2 = K_u \times C_2 \cos(\alpha_2) \quad (\text{Ec 10})$$

Dónde:

K_u : Coeficiente de la velocidad tangencial su Valor Varía entre 0.44 y 0.48

C_2 : Velocidad absoluta en la entrada de la cuchara y es igual a la velocidad del cochorro a la salida de la tobera.

α_2 : Angulo formado por las componentes de la velocidad absoluta C_2 y la velocidad tangencial U_2 , para las turbinas pelton este ángulo es igual a cero.

$$U_2 = 0.46 \times 56.096 \times \cos(0)$$

$$U_2 = 25.80$$

Velocidad Relativa: con las velocidades absolutas y tangenciales se procede a determinar la velocidad relativa w_2 expresa por

$$w_2 = C_2 \times (1 - K_u) \quad (\text{Ec } 11)$$

$$w_2 = 30.29 \text{ m/s}$$

A la salida de la cuchara se forman el diagrama de velocidades, donde la velocidad $u_1 = u_2$, por estar los puntos 1 y 2 a la misma distancia del centro de giro del rodete.

Por continuidad y considerando que el chorro de agua pierde velocidad por efecto de la fricción con la superficie de la cuchara, entonces la velocidad relativa w_2 esta expresada por:

$$w_1 = K_f \times C_2 \times (1 - K_u) \quad (\text{Ec } 12)$$

Dónde:

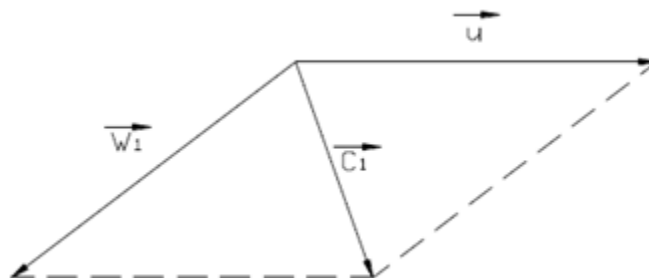
K_f : Representa el coeficiente de velocidad relativa, puede ser estimado en un 0.98

$$w_1 = (0.98) \left(56.096 \frac{\text{m}}{\text{s}} \right) \times (1 - 0.46)$$

$$w_1 = 29.68 \text{ m/s}$$

3.6.3 Velocidad absoluta a la salida de la cuchara

Fig. 25 Velocidad absoluta de salida



Esta velocidad puede ser expresada por:

$$C_1 = C_2 \sqrt{K_u^2 + K_f^2 (1 - K_u)^2 - 2 (K_u)(K_f)(1 - K_u) \cos (\beta_1)} \quad (\text{Ec } 13)$$

$$C_1 = C_2 \sqrt{0.46^2 + 0.98^2 (1 - 0.46)^2 - 2(0.46)(0.98)(1 - 0.46) \cos (10)}$$

$$C_1 = 5.63 \text{ m/s}$$

El Angulo β_1 tiene un valor comprendió entre 4° y 20° , para aplicaciones en serie estandarizadas se considera un Angulo $\beta_1 = 10^\circ$

3.6.4 Angulo (α_1) a la salida de la cuchara

$$\alpha_1 = \arcsen \left[\frac{K_u - K_f (1 - K_u) \times \cos \beta_1}{\sqrt{K_u^2 + K_f^2 (1 - K_u)^2 - 2 \times K_u \times K_f (1 - K_u) \times \cos \beta_1}} \right] \quad (\text{Ec14})$$

$$\arcsen \left[\frac{0.46 - 0.98 (1 - 0.46) \times \cos 10}{\sqrt{0.46^2 + 0.98^2 (1 - 0.46)^2 - 2 \times 0.46 \times 0.98 (1 - 0.46) \times \cos 10}} \right]$$

$$\alpha_1 = 114.8^\circ$$

3.7 Proyecto del Inyector

3.7.1 Geometría del inyector

Los inyectores de las turbinas Pelton están formados por un codo de sección circular el cual decrece de forma progresiva, un tramo recto de sección circular donde se montan una aguja con cabeza en forma de bulbo y una boquilla que orienta el flujo de agua en forma tangencial al rodete.

Además de la regulación con agua, generalmente se considera la regulación de caudal mediante un deflector. Esta regulación permite evitar riesgos de golpes de ariete, producto de un cierre brusco de la aguja.

En la tobera se da lugar una fuerte aceleración, porque la velocidad del agua en la tubería que determina en el inyector suele ser del orden del 1m/s en nuestro caso la velocidad alcanza un valor de 3.48 m/s y la altura de presión en los saltos de gran altura característicos de las turbinas Pelton, la cual se transforma totalmente en altura dinámica en el inyector, suele ser muy elevada. Por lo que transporta arena y se produce erosión en la cabeza de la tobera y la punta de la válvula puede deteriorarse rápidamente.

De aquí que se justifica la construcción de la tobera y la válvula de aguja en unidades separadas, para su fácil recambio, los materiales suelen ser de bronce o acero inoxidable en la figura anexos podemos observar el esquema de un inyector.

3.7.1.1 Diámetro del Inyector (do)

Para facilitar la regulación es conveniente diseñar el inyector de manera que exista proporcionalidad entre la turbina y la traslación x de la aguja medida a partir de la obturación total de la tobera, suponiendo, como sucede en la realidad que Kc (coeficiente de velocidad de la tobera) no varía impresionablemente con el caudal, entonces la potencia será proporcional al caudal y este a la sección de paso de la tobera normal al flujo. Tenemos que x en el avance de la aguja para que se cumpla la proporcionalidad deseada.

El diámetro del chorro, determina el valor para el cual la turbina Pelton opera de la manera más eficiente posible.

Las dimensiones de la tobera están en función del diámetro del chorro, el cual se determina utilizando la ecuación siguiente.

$$d_o = \sqrt{\frac{4Q}{\pi K_c 1 \sqrt{2x g x H_n} (J)}} \quad (Ec 15)$$

Dónde:

do: diámetro de la sección del chorro expresado en m

Q: Caudal de diseño

K_{C_1} : Coeficiente de velocidad de la tobera estimado 0.97- 0.99

g : aceleración de la gravedad

Hn: Altura neta

J: Numero de Inyectores (Chorros)

$$d_o = \sqrt{\frac{4(0.234)\text{m}^3/\text{s}}{\pi \cdot 0.98 \cdot \sqrt{2 \times 9.81 \text{ m}^2/\text{s}^2 \times 167 \text{ m}}}} \quad (2)$$

$$d_o = \sqrt{\frac{0.936}{352.463}}$$

$$d_o = 0.0515 \text{ m} = 51.5 \text{ mm}$$

3.7.1.2 Diámetro de salida de la tobera (d)

Con el diámetro calculado (d_o) que es el diámetro de chorro en la vena contracta donde la velocidad es C_c el diámetro d de salida de la tobera será:

$$= \frac{1}{C_c} d_o$$

Donde C_c es el coeficiente de contracción cuyo valor suele estar entre (0.87- 0.80) por tanto:

$$d = (1.15 - 1.25) d_o \quad (\text{Ec } 16)$$

$$d = 1.2 (0.0515 \text{ m}) = 0.0618 \text{ m}$$

En la tabla (anexos pág. XVI), se pueden observar las proporciones de dimensiones de la tobera en función del diámetro del cochorro.

Donde el diámetro de salida del cochorro es igual 51.5 mm

Tabla 4 Tabla Determinación de las dimensiones del inyector

Descripción	Valor seleccionado
a = diámetro máximo de la aguja	78.28 mm
α_0 = Angulo de la punta de la aguja	50°
α_1 = Angulo de la punta del inyector	75°
d_t = Diámetros de las puntas del inyector	72.1 mm
x = Recorrido máximo de la aguja	42.7 mm
d_v = Diámetro del vástago de la aguja	44.8 mm
b = Longitud de la aguja	190.5 mm
d_2 = Diámetro mayor en la curvatura del inyector	236.9 mm
l = Longitud del tramo recto del inyector	623.15 mm
r = Radio de curvatura del inyector	1030 mm
d_1 = Diámetro del tramo recto del inyector	167.37 mm

3.7.1.3 Rendimiento del Inyector

El rendimiento del inyector depende de la velocidad del chorro de agua a la salida de la tobera o inyector, de la fuerza de gravedad y la caída de agua o altura neta, el rozamiento del agua en las paredes del inyector es un parámetro que está presente en disminuciones del rendimiento del inyector.

$$\eta_{do} = \frac{c_1^2 / 2 \times g}{H} \quad (\text{Ec } 17)$$

$$\eta_{do} = \frac{(56.096)^2 / 2 \times 9.81}{167}$$

$$\eta_{do} = 0.96 \%$$

3.8 Proyecto del rodete

3.8.1 Geometrías de las cucharas Pelton

Los alabes del rodete tiene forma de cucharas. Cada cuchara queda dividida simétricamente en dos partes por una arista central. Cortando por un plano radial cada parte de la cuchara tiene aproximadamente la forma de una elipse. El chorro que incide en la mitad de la arista queda dividido en dos partes que sufren la misma desviación. Eliminandose de esta manera el empuje axial sobre el rodete las cucharas son la parte más importante de la turbina. Su construcción ha de poder resistir el empuje máximo del chorro cuando la turbina esta parada, y la fuerza centrífuga máxima cuando el rodete se embala.

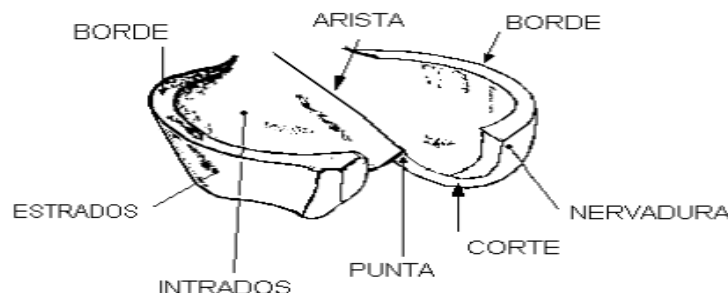
El Proyecto del rodete de una turbina paltón (T.P) exige determinar:

- La forma de las cucharas
- Geometría del rodete
- No de alabes
- La orientación de las cucharas en el rodete

3.8.1.1 Forma de los alabes

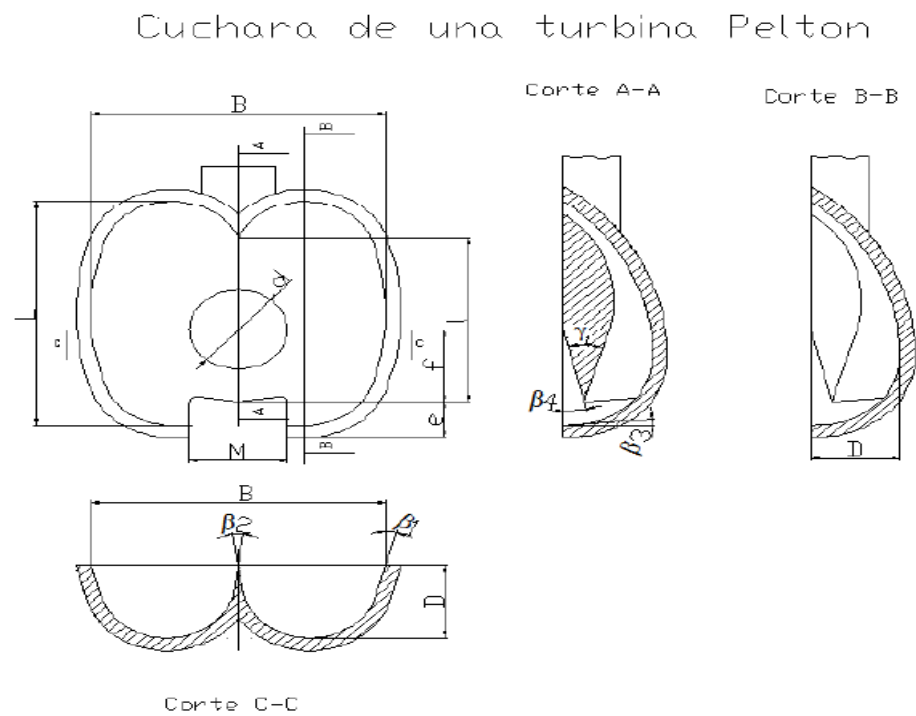
Al igual que en el caso de la tobera las dimensiones de las cucharas son proporcionales al diámetro del chorro. Las cucharas son conformadas por dos semielipsoides que forman una arista o nervio que divide el chorro de agua en dos partes.

Fig. 26 Partes de una cuchara Pelton



La geometría de las cucharas Pelton se puede observar en la Fig. 27, en la cual también se indica dimensiones que se pueden determinar con ayuda de tablas (ver anexo pág. XVII) en la cual se indican las dimensiones principales de los alabes (o cucharas).

Fig. 27 Geometría de una cuchara Pelton



Tala 5 Proporciones de las cucharas Pelton en función del diámetro del chorro

Descripción	Valor seleccionado
B = Ancho de la cuchara	167.37 mm
L = longitud de la cuchara	154.5 mm
D = profundidad de la cuchara	66.95 mm
f = longitud desde el corte hasta el centro del chorro	48.9 mm
M = ancho del corte de la cuchara	56.65 mm
e = longitud radial del corte de la cuchara	30.9 mm
l = longitud de la cuchara en la mitad de la misma	84.97 m
β_1 = Angulo de salida del agua a la cuchara	8°
$\beta_2 = \theta$ = Angulo de entrada del agua a la cuchara	0°
β_3 = Angulo formado por las medias cucharas	3°
β_4 = Angulo de las puntas de las cucharas	13°
J = espesor de las cucharas	7.7 mm

3.8.1.2 Geometría del rodete (rueda Dp)

La geometría del rodete de la turbina Pelton depende principal mente de la relación que existe entre el diámetro Pelton (Dp) y el diámetro de la sección transversal de chorro (d_0)

Siendo (Dp) el diámetro del rodete Pelton medido al punto central de la incidencia del chorro. El cual podemos calcular con el diámetro del chorro y mediante la relación del diámetro del chorro al diámetro del rodete (ver fig. Anexo pág. XIII)

Al ingresar al grafico velocidad específica 30 en abscisas Podemos seleccionar el valor aproximada $\frac{d_0}{D_p}$ en ordenadas, para una turbina Pelton.

Siendo la relación de diámetros igual a:

$$\delta = \frac{d_0}{D_p} = 0.123$$

Despejando de la ecuación anterior tendremos que:

$$D_p = \frac{d_0}{0.123}$$

$$D_p = \frac{0.0515}{0.123} = 0.418 \text{ m}$$

Diámetro de la circunferencia que describe la punta de la arista al rotor, en metros.

$$D_a = D_p + 2 \times f \quad (\text{Ec } 18)$$

$$D_a = 0.418 \text{ m} + 2 \times 0.0489 \text{ m}$$

$$D_a = 0.5998 \text{ m}$$

Si la relación δ es excesivamente pequeña, el chorro pierde calidad, al tener que recorrer un largo camino desde la salida del inyector hasta el rodete; además, al disminuir n_s aumenta el número de cucharas, y este no puede ser tan denso que choque el agua con el dorso de la cuchara siguiente. Si por el contrario δ es muy grande puede resultar imposible aprovechar un caudal relativamente grande en su diseño resultaran unas cucharas tan grandes que resulta imposible alojar en el rodete.

3.8.1.3 No de Cucharas (z)

El número de alabes suele ser de 17 o 60 por rueda dependiendo de la velocidad específica de la turbina. Para altas velocidades específicas el No de alabes es menor.

El espacio por alabe suele estar entre $1.4d_0$ y $1.6d_0$ del diámetro del chorro por lo tanto el número de alabes (z) se obtendrá mediante la siguiente.

$$z = \frac{\pi D_p}{(1.4 - 1.6)d_0} \quad (\text{Ec } 19)$$

Dónde:

Dp: Diámetro del rodete

do: diámetro del inyector

$$z = \frac{\pi (0.418)}{(1.5)(0.0515)}$$

$$z = \frac{1.31}{0.077} = 17$$

La relación de diámetros del chorro y del rodete para el presente caso será determinando de la siguiente forma

$$\frac{D_p}{d_o} = \frac{\text{diametro del rodete}}{\text{Diametro del chorro}}$$

$$\frac{D_p}{d_o} = \frac{0.418 \text{ m}}{0.0515 \text{ m}} = 8.11$$

Como podemos ver la presente relación es dimensional.

En la tabla siguiente podemos notar entre que valores están comprendidos el número de cucharas en función de la relación de diámetro y del coeficiente de velocidad tangencial.

Tabla 6 Números de cucharas en función de la relación Dp/do

Número de cucharas en función de la relación de diámetro del rodete/diámetro del chorro			
$\frac{D_p}{d}$	Ku	Número de cucharas	
		Z min.	Z máx.
15	0.471	21	27
14	0.469	21	26
13	0.466	20	25
12	0.463	20	24
11	0.460	19	24
10	0.456	18	23
9	0.451	18	22
8	0.445	17	22
7,5	0.441	17	21

Con los datos obtenidos del cálculo de la relación de diámetro (diámetro del rodete y diámetro del cochorro de 8 obtenemos un numero de cucharas como mínimo 17 y como máximo 22, ya que el número de cucharas para nuestra turbina será 17 podemos apreciar que se encuentra dentro de las parámetros establecidos.

3.8.1.4 Calculo del ángulo β_4

Así también mediante la relación antes mencionada y el número de cucharas seleccionadas, podemos calcular el ángulo β_4 mediante la tabla 16.

Tabla 7 valores de ángulo en función de la relación Dp/d_o

<i>Valores de ángulos β_4 en la cuchara del rodete</i>											
$\frac{Dp}{d}$	Número de cucharas (Z)										
	27	26	25	24	23	22	21	20	19	18	17
15	10°	9°	8°	7°	6°	5°	4°	-	-	-	-
14	-	10°	9°	8°	7°	6°	5°	-	-	-	-
13	-	-	11°	9°	8°	7°	6°	4°	-	-	-
12	-	-	-	11°	10°	9°	7°	6°	-	-	-
11	-	-	-	14°	12°	11°	9°	8°	6°	-	-
10	-	-	-	-	16°	14°	12°	11°	9°	7°	-
9	-	-	-	-	-	18°	16°	14°	12°	10°	-
8	-	-	-	-	-	25°	23°	20°	18°	15°	13°
7,5	-	-	-	-	-	30°	27°	27°	22°	19°	16°

En la cual seleccionamos un Angulo $\beta_4 = 13^\circ$

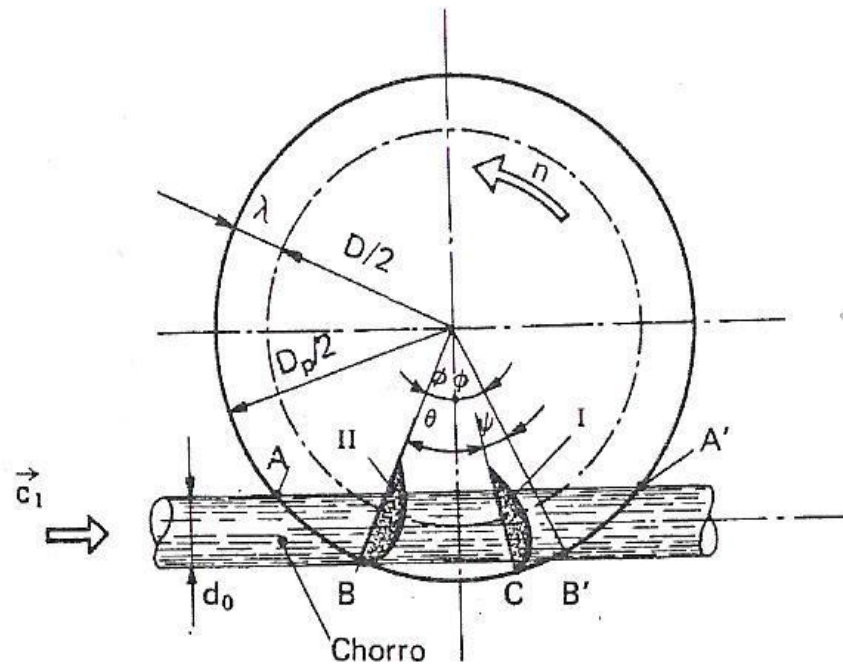
3.8.1.5 Paso angular θ

El número de alabes y el paso angular esta ligados por la relación

$$\theta = \frac{2\pi}{z} \quad (\text{Ec } 20)$$

La arista de entrada del alabe es una recta paralela al eje de rotación, el chorro es un cilindro constituido por partículas de agua que poseen una velocidad C_1

Fig. 28 Paso Diametral



Dónde:

z: es el número de alabes

$$\theta = \frac{2\pi}{17} = 0.369$$

3.8.1.6 Orientación de las cucharas en el rodete

Para definir la orientación de la arista de la cuchara con respecto al centro del rodete, se realiza un análisis de la trayectoria relativa del chorro del agua en la cuchara para encontrar la última posición del chorro lleno.

En esta posición la arista debe estar en forma perpendicular al cochorro, quedando definida su orientación.

El análisis que suele realizarse para definir la orientación de las cucharas se suele realizar de forma gráfica consiste en trazar la trayectoria relativa a dos partículas, una ubicada en la parte superior del chorro y la otra en la parte inferior, desde el momento que toman contacto con las cucharas hasta que la abandonan.

Estas trayectorias están definidas en la figura por dos arcos de círculos, cuya orientación la define la velocidad relativa W , en el plano paralelo al rodete. Asumiendo una inclinación de las aristas de las cucharas, esta tendrá que ser tangente un círculo primitivo de centro C .

A partir de este análisis han determinado una formula empírica que define el diámetro D_o de un circunferencia con centro en C , cuyas tangentes determinan la orientación de las aristas de las cucharas.

$$\frac{D_P}{D_o} = \frac{(7.87 \left(\frac{D_P}{d_o}\right) - 26)}{Z} \quad (\text{Ec } 21)$$

Dónde:

Z = número de cucharas

D_o = Diámetro de orientación

D_P = Diámetro del Rodete

d_o = Diámetro del chorro

$$\frac{0.418 \text{ m}}{D_o} = \frac{(7.87 \left(\frac{0.418 \text{ m}}{0.0515 \text{ m}}\right) - 26)}{17}$$

$$D_o = 5.330 \text{ m}$$

Definida la orientación de la cuchara se puede determinar el ángulo de talonamiento que es el ángulo formado por la arista de la cuchara y la parte posterior de la misma, el ángulo de talonamiento se puede ver en función del número de cucharas y la relación del diámetro del rodete y del chorro.

Para determinar la orientación del borde de la cuchara con respecto al centro de giro del rodete, se puede utilizar la siguiente relación práctica:

$$\frac{D_o'}{D_P} = \frac{(5.3 - 0.12 \left(\frac{D_P}{d_o}\right))}{Z} \quad (\text{Ec } 22)$$

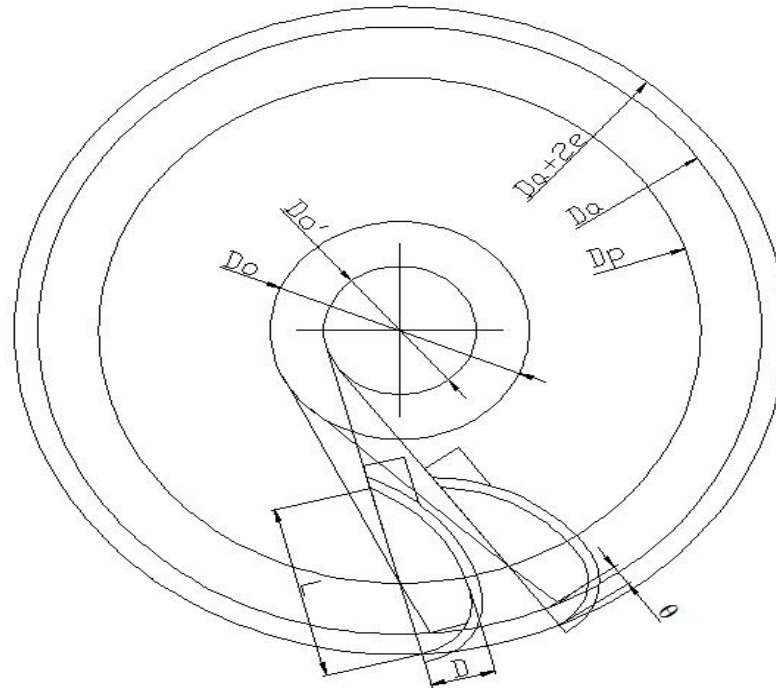
Donde

D_o' = Diámetro del círculo cuyas tangentes definen la orientación del borde de la cuchara

$$\frac{D_o'}{0.418} = \frac{(5.3 - 0.12 \left(\frac{0.418}{0.0515} \right))}{17}$$

$$D_o' = 1.064 \text{ m}$$

Fig. 29 Orientación de las cucharas en el rodete



La orientación de las cucharas y su ángulo de talonamiento son factores determinantes para obtener buenas eficiencias, estos parámetros son influyentes en gran medida en la confiabilidad de las cucharas “un desgaste excesivo de la punta de la arista se puede deber a un inadecuado ángulo de talonamiento

Tabla 8 Ángulos de Talonamiento recomendados

<i>Ángulos de talonamiento recomendados γ_0</i>											
$\frac{Dp}{d}$	Número de cucharas (Z)										
	27	26	25	24	23	22	21	20	19	18	17
15	38°	38°	37°	37°	36°	36°	35°	-	-	-	-
14	-	37°	37°	36°	35°	35°	34°	-	-	-	-
13	-	-	36°	36°	35°	35°	34°	33°	-	-	-
12	-	-	-	35°	34°	34°	33°	32°	-	-	-
11	-	-	-	35°	34°	33°	33°	32°	31°	-	-
10	-	-	-	-	34°	33°	32°	31°	30°	30°	-
9	-	-	-	-	-	34°	33°	32°	30°	30°	-
8	-	-	-	-	-	35°	34°	33°	31°	30°	29°
7,5	-	-	-	-	-	35°	34°	32°	31°	31°	29°

$$\gamma = 29^\circ$$

3.9 Fuerza que actúa sobre los alabes

La fuerza debida al cochorro de agua, es la que genera el esfuerzo tangencial y la fuerza debida a la masa del rodete y por la aceleración centrífuga genera el esfuerzo en la dirección radial

Para determinar la fuerza del chorro, suponemos que se para un instante el rodete y que un alabe recibe todo el impacto del agua obteniéndose la siguiente relación:

$$F = \rho Q (w_2 \cos \beta_2 - w_1 \cos \beta_1) \quad (\text{Ec } 23)$$

Dónde:

F: Fuerza del chorro

ρ : Densidad del agua 1000 Kg/m³

w: Velocidad Relativa

β_2 : Angulo de entrada del agua del agua

β_1 : Angulo de salida del agua de la cuchará

De acuerdo al diseño del rodete de la turbina y las condiciones de funcionamiento de la minicentral, tenemos los siguientes datos:

Tabla 9 Datos de Funcionamiento de una minicentral

Q	ρ	w_2	w_1	β_2	β_1
0.234	1000	30.29	29.68	165 a 175	0

$$F = 1000 \text{ kg/m}^3 \times 0.234 \text{ m}^3/2 (30.29 \text{ m/s} - 29.68 \cos 170^\circ)$$

$$F = 1000 \text{ kg/m}^3 \times 0.234 \text{ m}^3/2 (59.51 \text{ m/s})$$

$$F = 117 \text{ kg/s} \left(59.51 \frac{\text{m}}{\text{s}} \right) = 6962.67 \text{ watt}$$

3.9.1 Potencia Efectiva

Indica la capacidad real que las centrales pueden entregar de forma continua al mercado eléctrico.

$$P_{\text{efect}} = F \times u \quad (\text{Ec 24})$$

$$P_{\text{efect}} = 6962.67 \text{ watt} \times 25.80 \text{ m/s} = 179,636.886 \text{ Watt} = 179.636 \text{ Kw}$$

3.9.2 Rendimiento Hidráulico

Se define como el cociente entre la energía producida por la misma y la energía disponible.

$$\eta_h = \frac{P_{\text{efect}}}{P_{\text{util}}} \quad (\text{Ec 25})$$

$$\eta_h = \frac{179,636.886 \text{ Watt}}{9810 \text{ kg/s} \times 0.234 / 2 \text{ m}^3/\text{s} \times 167 \text{ m}} = 0.93 \%$$

4 Viabilidad Económica

4.1 Inversión

En tablas (anexo pág. XIX), deducimos el valor de la inversión en equipos electromecánicos tomando en cuenta: cantidad de equipos, costo unitario y unidad de medida realizamos sumatoria de estos para su total. Así mismo realizamos los mismos pasos para las tabla 26, 27 de Inversión en líneas eléctricas e Inversión en obras civiles (ver tablas anexos pág. XX, XXI, XXII), cada una de estas con sus respectivos equipos.

4.2 Pre-inversión

Para realizar el cálculo de la pre-inversión tomamos diferentes conceptos tales como estudio de factibilidad, desarrollo, ingeniería y capacitación todos estos dados en porcentajes establecidos y estándares y realizando sumatoria de estos se obtiene la pre-inversión.

Tabla 10 Cálculo de la pre-inversión

Concepto	unidad	cantidad	monto (US\$)
estudio de factibilidad	%	2.5%	18,205
Desarrollo	%	3.5%	25,487
Ingeniería	%	3.0%	21,846
Capacitación	%	2.5%	18,205
Pre-Inversión			83,743

En esta tabla vamos a encontrar la inversión total del proyecto mediante la suma de todas las inversiones anteriormente calculadas más la pre-Inversión y un 10% de imprevistos.

Tabla 11 Resumen de inversión total

Cuadro Resumen	
Descripción	Subtotal
equipo electromecánico	193,750.00
obras civiles	361,068
red eléctrica	173,378
sub-Total	728,196
Imprevistos (10%)	72,820
pre-inversión	83,743
INVERSION TOTAL DEL PROYECTO	884,758

4. 3 Indicadores

Indicador de inversión de la planta hidroeléctrica solamente incluyendo imprevistos.

Aquí encontraremos el valor en \$ equivalente a 1kW de energía producido, teniendo en cuenta un imprevistos del 10% aplicado al sub total el cual es la suma de equipos electromecánicos y las obras civiles el total de estos será dividido ente la potencia instalada de la P.C.H equivalente a 300 kW obteniendo así este indicador.

Para la sig. Tablas se utiliza el mismo procedimiento para los cálculos de los indicadores a diferencia que se agregan los valores indicados tales como: redes eléctricas y pre-inversión.

Tabla 12 Indicadores

capacidad de la PCH	300 kW
Descripción	Subtotal
equipo electromecánico	193,750
obras civiles	361,068
Subtotal	554,818
Imprevistos (10%)	55,482
Total	610,300
INDICADOR US\$/kW	2,034

Indicador de inversión de la planta hidroeléctrica más redes eléctricas incluyendo los imprevistos:

Tabla 13 Indicadores más imprevistos

Descripción	Subtotal
equipo electromecánico	193750
obras civiles	361067.92
red eléctrica	173378
Subtotal	728196
Imprevistos (10%)	72819.592
Total	801015.512
INDICADOR US\$/kW	2670

Indicador de inversión de la planta hidroeléctrica + redes eléctricas +pre-inversión, incluyendo los imprevistos

Tabla 14 Indicadores, redes eléctricas, Pre-inversión, imprevista

Cuadro resumen	
Descripción	subtotal
equipo electromecánico	193750
obras civiles	361067.92
red eléctrica	173378
sub-Total	728196
Imprevistos (10%)	72820
pre-inversión	83743
TOTAL	884758
INDICADOR US\$/kW	2949

4.4 Depreciación y valor residual

Procederemos a calcular los valores de Depreciación y valor residual en equipos electro mecánicos obras civiles y líneas eléctricas

Tabla 15 Depreciación y valor residual

Depreciación y valor residual					
descripción	Valor actual	vida útil (años)	Depreciación (%)	depreciación anual	valor residual a 20 años
equipos electromecánicos	193750	25	0.04	7750	38750
obras civiles	283068	50	0.02	5661	169841
líneas eléctricas	173378	20	0.05	8669	130034
Totales	650196			22080	539795

4.5 Gastos Financieros

Para el cálculo de los gastos financieros a 5 años se toman en cuenta 3 factores principales tales como: la tasa de interés a un 12%, el saldo final el cual es el Monto financiado y la cuota la cual es un valor estándar y que es variable según el número de años y lo encontramos mediante la ecuación.

Tabla 16 Factores principales para el cálculo del gasto financiero

Monto Total del Proyecto	884758
Monto Donado (65%)	575,093
Monto Financiado (35%)	309,665
Tasa de interés	0.12

$$A = P \left[\frac{i (1 + i)^n}{(1 + i)^n - 1} \right] \quad (\text{Ec } 26)$$

Dónde:

A= monto de las cuotas a pagar

P= monto del préstamo

i= interés

n= periodo de tiempo (años)

Luego procedemos a realizar las siguientes operaciones.

Cabe destacar que el saldo final lo tomamos como el saldo financiado, el valor de la cuota no varía, el saldo principal lo encontramos mediante a multiplicación del saldo final en el año 0 que es el monto financiado y la tasa de interés equivalente a 12%. Luego se procede a calcular el interés equivalente a la resta de la cuota y el saldo principal.

Para calcular el saldo final para el año 1 se resta el saldo final en el año 0 y el interés del año 1.

Para el año 2 partimos del saldo principal multiplicando el saldo final del año 1 por la tasa de interés (12%), luego se calcula el interés anual que resulta de la resta de la cuota y el saldo principal en el año 2 y por ultimo encontramos el saldo final del año 2 restando el saldo final del año 1 y el interés anual (año 2) y así sucesivamente hasta llegar al año 5.

Tabla 17 Gastos financiero a 5 años

Gastos Financieros a 5 años				
año	Interés	Cuota	principal	saldo final
0				309,665
1	48,744	85,904	37,160	260,921
2	54,594	85,904	31,311	206,327
3	61,145	85,904	24,759	145,182
4	68,482	85,904	17,422	76,700
5	76,700	85,904	9,204	0

Para los gastos financieros a 20 años utilizamos el mismo método destacando que según la ecuación antes mencionada la cuota va a variar dependiendo del número de años en este caso 20

Tabla 18 Gastos financieros a 20 años

Gastos Financieros a 20 años				
año	Interés	Cuota	principal	saldo final
0				309,665
1	4,298	41,458	37,160	305,368
2	4,814	41,458	36,644	300,554
3	5,391	41,458	36,066	295,163
4	6,038	41,458	35,420	289,125
5	6,763	41,458	34,695	282,362
6	7,574	41,458	33,883	274,788
7	8,483	41,458	32,975	266,305
8	9,501	41,458	31,957	256,804
9	10,641	41,458	30,816	246,163
10	11,918	41,458	29,540	234,245
11	13,348	41,458	28,109	220,897
12	14,950	41,458	26,508	205,946
13	16,744	41,458	24,714	189,202
14	18,753	41,458	22,704	170,449
15	21,004	41,458	20,454	149,445
16	23,524	41,458	17,933	125,921
17	26,347	41,458	15,111	99,574
18	29,509	41,458	11,949	70,065
19	33,050	41,458	8,408	37,016
20	37,016	41,458	4,442	0

4.6 Calculo de la TMAR mixta

Solamente tomamos en cuenta el porcentaje del aporte donado de la inversión equivalente al 65% y el aporte financiado de la inversión equivalente a 35% una tmar de 12% multiplicamos el % del aporte financiado (65%) por la tmar (12%) dando como resultado una tmar mixta de 8% igual procedimiento para el aporte financiado dando un 4% de tmar mixta realizamos la suma de ambas tmar mixta y obtenemos un 12% total de tmar mixta.

Tabla 19 Calculo de la TMAR Mixta

calculo de tmar mixta

	total US\$	total%	TMAR	TMAR mixta
aporte donado	575092.73	0.65	0.12	0.08
aporte financiado	309665.31	0.35	0.12	0.04
TOTAL	884758.04	1		0.12

4.7 Gastos de operación y mantenimiento

En tabla (anexos pág. XXIII) detallamos los costos y gastos de operación y mantenimiento dividiéndolos en rubros como: Gastos administrativos, operación de planta, mantenimiento de equipos y obra y programa de conservación de la cuenca. Cada una de estas con su respectiva descripción. En esta última tabla de costos y gastos para 5 años tomamos el valor anteriormente encontrado el costo de operación y mantenimiento equivalente a 35,319 y le sumamos los costos de ampliaciones de redes y nuevas Conexiones especificadas en está obteniendo los totales finales en \$.

Tabla 20 Venta de electricidad en la red local

venta de electricidad en la red local						
concepto	unidad	años				
		1	2	3	4	5
venta de electricidad en la red local	US\$	38996	128030	128843	129678	130534
reducción de emisiones GEI por sustitución de plantas de diésel	US\$	1393	4573	4602	4632	4662
total	US\$	40389	132603	133445	134310	135196

Tabla 21 Total de gastos de Operación

Total de costos y gastos					
años					
1	2	3	4	5	

costos de operación y mantenimiento	35,319	35,319	35,319	35,319	35,319
costos de ampliación de redes y nuevas conexiones	1,181	1,211	1,242	1,274	
Total US\$	35,319	36,500	36,530	36,561	36,593

4.8 Análisis financiero

En esta tabla Análisis Financiero solo tomamos valores anteriormente encontrados para 5 años tales como: Ingresos (tabla 20) Costos y Gastos (tabla anexo pag. XXIII)

En la casilla de utilidad de operaciones, para el cálculo de estos valores se realiza la resta de los ingresos y los costos y gastos para cada año. También Gastos financieros (tabla 17).

Utilidades antes de IR, estos valores los encontramos mediante la resta de utilidades de operaciones y gastos financieros para cada año. Los impuestos sobre la renta se encuentran multiplicando utilidades antes de IR y 0.3 valor establecido (Banco Central de Nicaragua)

Para los impuestos municipales multiplicamos las utilidades antes de IR y 0.01 valor establecido (Banco Central de Nicaragua)

Utilidad neta será la resta de utilidades ante IR y los impuestos sobre la renta esto para cada año.

La depreciación se toma de tabla 15 y valor residual de igual manera.

Tabla 22 Análisis Financiero

descripción	años					
	0	1	2	3	4	5
+ingresos		38996	128030	128843	129678	130534

	-costos y gastos	35319	36500	36530	36561	36593
	=utilidad de operaciones	3677	91530	92313	93117	93941
	-gastos financieros	85904	85904	85904	85904	85904
	=utilidad antes de IR	-82227	5626	6409	7213	8037
0.3	-impuestos sobre la renta	0	1688	1923	2164	2411
0.01	-impuesto municipal	-	56	64	72	80
		822.2693163				
	=utilidad neta	-83049	3882	4422	4977	5546
	+depreciación	22080	22080	22080	22080	22080
	+valor residual					539795
	=FNE	-30965	-60969	25962	26503	27057
						56741

VAN C\$ 324,289.40

TIR 13%

VPN C\$ 14,624.08

El FNE se toma de tabla 22 (Gastos financieros) para el año 0 y lo elevamos ala^{-1} , para los años 1 y 4 se toma como la resta de la utilidad neta y la depreciación. Para el año 5 se suman la Utilidades netas la depreciación y el valor residual.

Procedemos a realizar los cálculos del VAN (valor actual neto), TIR (tasa interna de rentabilidad), VPN (valor presente neto)

El VAN lo encontramos mediante la ecuación (27) $VAN = \sum \frac{FNE_n}{(1+i)^n}$ y la TIR lo encontramos directamente de Excel.

El VPN lo encontramos mediante la ecuación. (28) $VPN = -P + \sum \frac{FNE_n}{(1+i)^n}$

Tabla 23 cálculo del beneficio Costo

(1+t)^n						
Año	ingresos	costos	flujo de efectivo	tasa	ingresos actualizados	egresos actualizados
0		309665	-309665	1.00		309665.315
1	61076	122045	-60969	0.89	54532.37499	108968.9294
2	150110	124148	25962	0.80	119666.9802	98970.03573
3	150923	124421	26503	0.71	107424.1954	88560.22715
4	151758	124701	27057	0.64	96445.11776	79249.72897
5	692409	124988	567421	0.57	392891.4391	70921.78777
Total	1206277	929968.677	276308.3228		770960.1074	756336.024

VPN	14624.0834
TIR	13%
b/c	1.01933543

En esta tabla encontraremos la relación beneficio costo. Iniciamos colocando en columnas los valores de ingresos los cuales aquí estarán representados como la suma de los ingresos (tabla 20) y la depreciación esto para cada año luego procedemos a realizar el cálculo de costos para esta tabla que serán para el año 0 el monto financiado (tabla 16) para los demás años se suman los costos y gastos, gastos financieros, impuestos sobre la renta he impuestos municipales.

El flujo efectivo lo calculamos mediante la resta de los ingresos y los costos valores de la presente tabla esto para cada año.

El valor de la tasa lo encontramos mediante la ecuación señalada en esta tabla donde el valor de "t" es la tasa de interés (12%) y "n" es el número de años.

Los ingresos actualizados lo encontramos mediante la multiplicación de ingresos y el valor de la tasa de la tabla presente.

Los egresos actualizados son la multiplicación de los costos y valor de la tasa de la tabla presente.

Procedemos a realizar el cálculo de la relación beneficio costo que no es más que la división de los totales de los ingresos actualizados y los egresos actualizados.

El VPN lo encontramos mediante la resta de los valores totales de los ingresos y egresos actualizados.

4.9 Plazo de recuperación

Para calcular el plazo de recuperación realizamos una regla de tres sencilla. Multiplicamos el valor de la inversión (309,665.315) por los 5 años tomados como plazo de recuperación y dividido entre el valor VAN (324,289.398)

$$(309,665.315)(5 \text{ años})/324,289.398 = 4.77 \text{ años}$$

Estos 0.77 años lo multiplicamos por 12 meses obteniendo 9.24 meses y los 0.24 meses lo multiplicamos por 30 días para obtener 7.2 días

Para llegar a una conclusión final de que nuestro plazo de recuperación final es de 4 años 9 meses y 7 días.

5 Estimación del ahorro de combustibles y reducción de emisiones de gas (CO₂)

5.1 Estimación del ahorro de combustible en las haciendas cafetaleras

En esta parte observaremos la solución del objetivo (Estimar el ahorro de combustible y las reducción de emisiones de gases), para la demostración del objetivo planteado se presentamos muchos inconvenientes por falta de datos en el estudio de factibilidad.

Recurrimos a las autoridades competentes para poder obtener una estimación más exacta, fidedigna y la más próxima a la realidad pero lastimosamente no pudieron ser obtenidos dado que se no encontraban o no los poseían en la actualidad las instituciones nacionales competentes.

Dado a lo anteriormente expuesto nos vimos en la necesidad de optar por la búsqueda de los datos de manera alterna dando como resultado una suposición no muy exacta para el objetivo planteado, pero con la cual logramos plantear de manera adecuada y más real posible el objetivo anteriormente expuesto.

Asumiendo que en los beneficios de café tabla requiere de una potencia eléctrica de 115 Kw.

Tabla 24 beneficios de café

Año			Potencia	Potencia
Proyectado			eléctrica	eléctrica
de			requerida	requerida
instalación	DESCRIPCION	Cantidad	c.u.	total
			(kW)	(kW)
año 1	Beneficio seco del café, 1200 qq	1	15	15
año 1	Beneficio seco del café, 3000 qq	1	40	40
año 2	Beneficio seco del café, 2500 qq	1	30	30
año 2	Beneficio seco del café 1200 qq	1	15	15
año 2	Beneficio seco del café, 1200 qq	1	15	15
Total			115	115

Para satisfacer la potencia requerida por los beneficios de café. Seleccionas plantas diésel del siguiente tipo Planta Eléctrica 115 KW 150 BHP M1507 (ver Figs. Anexo XXIV, XXV).

Consumo de combustible a plena carga 28.5 L/h, horario diario de potencia eléctrica requerida 8 h para todos los beneficios de café, meses activos en el año 4.

$$\frac{28.5 \text{ L}}{1 \text{ h}} = \frac{X}{960 \text{ h}}$$

$$x = \frac{(960 \text{ h})(28.5 \text{ L})}{1 \text{ h}}$$

$$x = 27,360 \text{ L}$$

Este es el ahorro de combustible en los beneficio de café tomando en cuenta que son cinco los beneficios de café el ahorro total por año sería de 27,360 litros por año aproximadamente.

5.2 Reducción de emisiones de gases

Por cada MWH de energía renovable, la emisión de aproximadamente 0.75 toneladas de dióxido de carbono CO₂ es evitado por la no quema de petróleo para la producción de electricidad, Fuente (OLADE).

De tabla 24 tomamos el valor de KW empleados en los beneficios de café para determinar la cantidad de Co² que se dejara de emitir por las paltas diésel.

$$X = \frac{(0.0115 \text{ Mwh/año})(0.75 \text{ ton Co}^2)}{1 \text{ MWh}}$$

$$X = 0.008525 \text{ ton CO}_2/\text{año}$$

Conclusiones

Basándonos en lo desarrollado, Calculado y seleccionado a partir del análisis estudio de factibilidad de la pequeña central hidroeléctrica “La verbena san

Ramón / Matagalpa” hemos comprobado que es completamente viable la posible construcción de este proyecto de producción energética.

Dado que en este trabajo se logró alcanzar los objetivos planteados:

1. Selección de la turbina.
2. Conocer y estudiar las características técnicas de la pequeña central hidroeléctrica.
3. Estimar el ahorro de combustible y reducción de emisiones de gas (CO₂).

Con algunos inconvenientes en el último de los objetivos planteados pero que no es de gran trascendencia como para negar la viabilidad del proyecto. Se verifico que se podría producir mayor cantidad de energía de la que se había planteado en el estudio de factibilidad utilizando la información exacta y correcta.

Concluimos que este proyecto sería adecuado para la electrificación de la zona contribuyendo socioeconómicamente y de manera auto sostenible y con un gran valor ambiental que es necesario en el contexto actual del medio ambiente en general, además de ser también un proyecto factible económicamente en los gastos de inversión.

Recomendaciones

1. Realizar este y todos los proyectos posibles en el campo de la producción de energías a partir de fuentes renovables ya que de esta manera se contribuye a la sociedad nicaragüense con energías con

menores costos y amigables con el medio ambiente impulsando además un desarrollo auto sostenible.

2. Fortalecer programas que den cumplimiento a la meta propuesta por el estado de Nicaragua de transformación de la matriz energética a través de esfuerzos conjuntos entre las instituciones nacionales competentes y la Universidad Nacional de Ingeniería (UNI) para involucrar al estudiantado en la soluciones de los problemas de nuestra nación.
3. Dar seguimiento a todos los estudios de producción energética a partir de fuentes renovables y proyectos con este fin como otro medio para alcanzar la transformación de la matriz energética en Nicaragua.
4. Que la Universidad Nacional de Ingeniería (UNI) establezca fuertes vínculos y convenios con instituciones no gubernamentales que posean información sobre el uso y manejo de nuevas tecnologías de explotación energética a partir de fuentes renovables para tener mayor facilidad en el estudio y poder desarrollar trabajos mejorados en este campo.
5. Que las instituciones del estado vinculadas con la producción de energía tengan una base de datos completa de lo que se ha realizado en el campo de la producción energética para evitar la falta de información necesaria para llevar a cabo estudios y proyectos energéticos a partir de fuentes renovables.

Bibliografía

- Turbinas Hidráulicas - Pedro Fernández Díaz
- Energía renovable en Nicaragua – Msc Aracely I Hernández Méndez departamento eólico-solar

- Diseño, construcción e instalación de una pico central Hidroeléctrica en la finca manuelita sector de pindochico – María del Carmen Castelo Neveda, Raúl Aníbal león Torres. Tesis de grado, escuela superior politécnicas de chimbarazo Ecuador, Ecuador 2008
- Diseño e instalación de una pico central Hidroeléctrica en la hacienda la Isabela, Édison Fabián Sisa Amaguaya, Wilmer Mauricio Villarroel Herrera, tesis de grado, escuela superior politécnica de chimbarazo Ecuador, Ecuador 2009
- Minicentrales Hidroeléctricas , Néstor Gutiérrez i Fernández, 28 /01/02
- Minicentrales hidroeléctricas – Adrián Castro, Madrid 10/06
- Micro Centrales Hidroeléctricas – ing. Daniel Muguera
- Controles de calidad en la fabricación de un rodete Pelton – Murray García, Harry García, Lima 2005
- Centrales Hidráulicas - Ismael Suescun Monsalve
- Master en energía renovable curso 2008- 2010, profesor Juan E. González Fariñas
- Minihidráulica en el país Vasco, ente vasco de la energía ,división de investigación y recursos, noviembre de 1995
- Guía del inversionista, sector eléctrico de Nicaragua, septiembre 9/ 2010
- Guía para el desarrollo de una pequeña central hidroeléctrica – European small hydropower association, (ESHA) 2006
- Turbina Pelton – Prof. Ing. Cesar Sanabria, facultad de ingeniería UNA
- Viabilidad técnica de instalación de una micro central hidroeléctrica utilizando agua de condensado en el campo geotérmico de Berlín. Oscar Fernando Cideos Nuñez, Alfredo Edgardo Rodríguez Urrutia, facultad de ingeniería y arquitectura, octubre 2009
- Turbinas Pelton – ing. Ariel R Marchegiani. Universidad nacional del comahue, departamento de mecánica aplicada
- Máquinas de fluidos – M. pilar Gonzales Marcos
- Turbinas hidráulicas – Universidad de Oviedo, área de mecánica de fluidos. 11 Abril 2006

- Il curso de especialización en micro y mini centrales hidroeléctricas, ing. Ariel R Marchegiani.
- Mecánica de fluidos y maquinas hidráulicas Claudio Mataix, segunda edición.
- Maquinas hidráulicas - José agüera soriano
- Manual de mini y micro centrales Hidráulicas, organización latinoamericana de energía (OLADE), febrero de 1996
- Turbomaquinas Hidráulicas - Manuel Polo Encinas.
- Turbinas hidráulicas – Pedro Fernández Díez, departamento de ingeniería eléctrica y energética, universidad de Cantabria, 24/07/2003
- Mecánica de fluidos - Robert Mott 6ta edición
- http://www.vicepresidencia.gob.ni/noticias/2012/abr/vp_energia.html
- <http://www.red-des.org/centro-de-informacion/noticias/detalle-de-la-noticia/central-geotermica-en-nicaragua/>
- http://www.enel.gob.ni/index.php?option=com_content&view=article&id=36:la-energia-hidraulica&catid=21:noticias&Itemid=5
- <http://es.scribd.com/doc/75047566/proyecto-PELTON>
- <http://www.slideshare.net/kunthwood/turbina-hidrulicas-curso-x-dr-g-reyna>
- <http://usuarios.multimania.es/jrcuenca/Spanish/Turbinas/T-9.1.htm>
- <http://www.turbinas3hc.com/ComponentesCentralH.html>
- http://www.asing.es/rendimiento_turbinas_hidraulicas.php
- <http://www.miliarium.com/Paginas/Prontu/Tablas/Aguas/PropiedadesFisicasAgua.htm>